

République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique  
Université Hadj Lakhdar - Batna  
Faculté de Technologie  
Département d'Electrotechnique



MEMOIRE

Pour l'obtention du diplôme de

## **MAGISTER EN ELECTROTECHNIQUE**

**Option : Maîtrise des Energies**

Présenté Par : **Aboub Hania**

(Ingénieur d'état en Electrotechnique, Université El-Oued )

### **Commande d'un onduleur neuf niveaux, destiné aux fortes puissances PV**

Soutenu le : 28/06/2014

**Devant le jury composé de :**

Nom & Prénom	Grade	Université	Fonction
Farid NACERI	Professeur	Batna	Président
Boubekeur AZOUI	Professeur	Batna	Encadreur
Djamel RAHEM	Professeur	O.E.B	Examinateur
Mohamed ARROUF	Professeur	Batna	Examinateur
M.Lokmane BENDAAS	Professeur	Batna	Examinateur

## **Remerciements**

*Je remercie vivement **Allah** le tout puissant car c'est grâce à sa volonté que j'ai réussi de terminer mon travail et arriver à ce point.*

*Je tiens à exprimer mes vifs remerciements à mon encadreur Monsieur: **Boubakeur AZOUI** professeur au département d'électrotechnique à l'université de Batna, pour avoir dirigé mon travail, son aide m'ont toujours été précieux malgré qui son emploi de temps souvent surchargé.*

*Je remercie très sincèrement Madame **Rabiaa MECHOUMA** Maître Assistante à l'université de Batna de m'avoir aidé par ses conseils précieux, ses qualités humaines, sa esprit critique et particulièrement ses orientations ont apporté beaucoup à l'aboutissement de ce travail.*

*J'exprime mes remerciements les plus sincères à monsieur **Farid NACERI** professeur au département d'Electrotechnique à l'université de Batna pour sa gentillesse, sa rigueur scientifique. Je suis très sensible à l'honneur qu'il me fait en acceptant de présider le jury.*

*Je remercie très vivement à monsieur **Djamel Rahem** Professeur au département d'Electrotechnique à l'université d'Oum El Bouaghi, d'avoir répondu à notre invitation et de m'honorer par sa présence dans le jury de soutenance afin d'examiner ce travail.*

*Je témoigne ma gratitude à monsieur **Mohamed ARROUF** professeur au département d'électrotechnique a l'université de Batna, d'avoir accepté de m'honorer par sa présence dans le jury de soutenance ainsi d'avoir participé à ma formation de magister.*

*Ma reconnaissance s'adresse à monsieur **Mohamed Lokmane BENDAAS** professeur au département d'électrotechnique à l'université de Batna, pour son aide et ses suggestions judicieuses. C'est un grand honneur pour moi qu'il siège dans le jury de ma thèse.*

*J'exprime aussi mes vifs remerciements au Directeur du laboratoire LEB de Batna monsieur **Rachid ABD ESSEMED** pour les facilités et la mise à disposition des moyens du laboratoire et pour sa gentillesse, sa disponibilité exemplaire et sa rigueur scientifique.*

*Je tiens à remercier particulièrement monsieur **Benaggoune Said** le responsable de la Post Graduation au département de l'électrotechnique à université de Batna pour les facilités, ses orientations judicieuses. Ces encouragements continus sont pour beaucoup dans l'aboutissement de ce travail*

*Je remercie vivement Monsieur **ZEGUB Boubeker** Maître Assistant à l'université de El-oued, monsieur **Ouahid BOUAKKAZ**, Maître Assistant à l'université de Ouargla et monsieur **Elkhair Mrabet** maitre de conférence à l'université de Batna et **Hamza Slamna**, **Azzedine Zamouri**, **sabrina benaicha**, **Madiha Maamir**, **Hakima cherif**, **Asma Ben Amar**, **Ouafa Bouchriet**, **Farida Mazouz** **Hayat Aliat**, **Hania ElAggoune** de m'avoir aidées par ses conseils précieux et je remercie tous ceux qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.*

*Enfin, je saisis cette occasion pour remercier très sincèrement mes parents, mes frères, mes Sœurs, et tous les membres de ma famille de m'avoir soutenue et encouragée pour terminer le présent travail et je ne pourrais terminer sans remercier toutes les fonctionnaires au Daira de Taibet pour leurs patiences, leurs aides leurs encouragements en particulier le chef de Daira, le Secrétaire Général, le Chef Service et tous mes amies.*



## **DÉDICACE**

*Chaleureusement je dédie ce modeste travail à :*

*La mémoire de ma mère Djemaa Echine que dieu a été pitié d'elle et entre de vaste paradis*

*Mes chers parents Mouloud et Khaira qui ont peiné pour mon éducation, mes études et à mon bien-être.*

*Que Dieu Allah les bénit.*

*Ma grand mère Khadija*

*Mes Chères frères Meftah et sa famille, Abd Erazzak et Saleh*

*Mes sœurs, leurs maris et leurs enfants.*

*Mes sœurs : Naiima, Khadidja , Saliha , Djawhara, Nour Elhouda,*

*Meriem et sa mère*

*Mes oncles et leurs enfants particulièrement Ahmed, Mes Tantes et leurs enfants.*

*Ma grande famille ABOUB*

*Tous mes amis, tous mes camarades et particulièrement :*

*Madiha, Hakima, Asma, Sabrina, Hayat, hania, Mariem, Fatiha*

*A tous les enseignants de ma formation à partir du primaire à le magister et particulièrement : Bada Djamila, Hadri, Rachdi, Chaabani, Chamsa Ali, Zegub Boubeker, Mohamed Lokman Bendaas , Rachid*

*Abdessemed, Fodil Abdessemed, Betta Amar, Rabiaa Mechouma*

*A tous mes collègues de l'Etude et particulièrement  
la promotion de magister 2011/2012.*

## المخلص

الطلب المتزايد للطاقة الكهربائية وندرة المصادر الطاقوية التقليدية مستقبلا يفرض علينا البحث عن مصادر بديلة مثل الطاقات المتجددة من بينها الطاقة الشمسية وهي الطاقة الأكثر استعمالا لما لها من مميزات كثيرة و لان الجزائر تتربع على مساحة جد واسعة فهي تمثل منبع ضخم للإشعاعات الشمسية و بالتالي مصدر هام للطاقة الشمسية.

الهدف من هذا البحث هو دراسة محطة توليد للطاقة الشمسية باستطاعة تقرب واحد ميغاواط (1MW) و لضمان الإنتاج الفعال لهذه المحطة قمنا بربط مولدات جزئية على التسلسل كل منها مرتبطة على حدا مع مطبر مصعد للجهد مهياً بنظام تحكم في الطاقة القصوى باعتماد الطريقة التخليقية الشهييرة (P& O) ، حيث يضمن أن تشتغل هذه المولدات بطاقتها القصوى مهما تكن التغيرات الجوية. بالإضافة إلى انه يمكننا من رفع مستوى التوتر عند هذه المولدات الكهروضوئية.

الموج الذي يضمن تزويد الشبكة الكهربائية ذات التوتر المتوسط (6kV) بهذه الطاقة الكهربائية لابد أن يحقق كل متطلبات الربط بهذه الشبكة و المتمثلة في التواتر و القيمة الاعظمية للجهد و فرق الصفحة من جهة . و من جهة أخرى لابد أن يحترم مجالات الجهد التي تتحملها القاطعات الموجودة في هذا الموج . بالفعل الموج ذو تسعة مستويات من فئة NPC و باعتماد طريقة التحكم التقليدية و المتمثلة في طريقة ILM الجيبية المتعددة يمكننا من احترام مجالات الجهد المسوح بها للقاطعات و الاستجابة لكل متطلبات النوعية للشبكة الكهربائية و هذا باستعمال نظام تحكم فعال بالإضافة إلى انه يسمح بإلغاء بعض الإشارات الغير مرغوب فيها و بالتالي يحسن نوعية المحتوى الطيفي للإشارات الكهربائية للمخرج من تيار و جهد.

**الكلمات المفتاحية :** مولد الطاقة الشمسية للطاقات العالية ، الموج ذو تسعة مستويات NPC ، تحكم الطاقة القصوى.

### Résumé

La demande croissante de l'énergie électrique et l'épuisement futur inévitable des sources classiques exigent des recherches sur des sources alternatives, comme les énergies renouvelables parmi lesquels, l'énergie solaire est l'énergie la plus utilisée à cause de ses nombreuses applications. Et comme l'Algérie comporte un gisement solaire exceptionnel grâce à sa grande superficie donc elle représente une source importante de l'énergie photovoltaïque.

L'objectif de ce mémoire est consacré à l'étude d'une centrale photovoltaïque de puissance 1 MW. Pour un fonctionnement optimal du système, nous relient en cascades des générateurs partiels chacun connecté à un hacheur survolteur adapté par une commande MPPT par la méthode classique de Perturbation et Observation (P&O) pour assurer le fonctionnement à leurs puissances maximales quelque soit les conditions climatiques, et permet également d'élever la tension de sortie de ces générateurs photovoltaïques.

L'onduleur qui peut assurer l'injection de cette énergie photovoltaïque au réseau électrique de 6kV doit répondre aux exigences de l'interconnexion au réseau électrique : d'une part la fréquence, la valeur maximale de la tension et le déphasage. D'autre part, il faut respecter les gammes des tensions que doivent supporter les interrupteurs de puissances des onduleurs. En effet l'onduleur neuf niveaux à structure NPC à commande MLI triangulo-sinusoidale multiple permet de respecter ces gammes de tension et de répondre aux exigences de l'interconnexion grâce à une commande efficace et judicieuse permettant de supprimer certaines familles de raies harmoniques et par conséquent, d'améliorer le contenu spectral des signaux de sortie (tension et courant).

**Mots clés :** Sources PV forte puissance, Onduleur à neuf niveaux NPC, MPPT

### Abstract

The increasing demand for electric power and the inevitable of conventional sources requires us to research on alternative sources, such as renewable energies, from permitting, solar energy is the energy which the most widely used because of its many advantages and as Algeria has an exceptional thanks to its large area solar radiation thus represents an important source of photovoltaic.

The objective of this thesis is devoted to the study of a photovoltaic power plant of 1 MW. For optimum operation of the system, we connect cascading partial generators each connected to a chopper booster adapted by MPPT control by the conventional method Disruption and Observation ( P & O) which ensures their maximum powers when the climatic conditions changes , and also capable of raising the output voltage of the photovoltaic generator .

The inverter which can ensure the injection of this photovoltaic power to the grid of 6kV must meet the requirements for interconnection to the electricity grid. On one hand, frequency, the maximum value of the voltage and phase angle; on the other hand, it must be observed that the ranges of voltages must support switches power inverters. The inverter nine levels structure NPC controlled PWM sinusoidal triangulo multiple permit these voltage ranges and meet the requirements of interconnection through effective and efficient command to remove certain kinds of harmonics and therefore, to improve the spectral content of output signals (voltage and current).

**Keywords:** solar generator PV for high energies, Power inverter nine levels NPC, MPPT.

---



---

## SOMMAIRE

Remerciements	
Dédicace	
Résumé	
Sommaire	
Liste des figures.....	<i>i</i>
Liste des tableaux.....	<i>ii</i>
Liste des symboles.....	<i>iii</i>
<b>INTRODUCTION GÉNÉRALE.....</b>	<b>1</b>

### Chapitre 1

#### Systemes de production photovoltaïques

1.1 Introduction.....	4
1.2 Les ressources des énergies renouvelables.....	5
1.2.1. Définition d'énergie renouvelable .....	5
1.2.2. Les différents types des ressources énergétiques renouvelables .....	5
1.2.2.1. Energie solaire.....	5
1.2.2.2. Energie éolienne.....	6
1.2.2.3. Energie hydraulique .....	6
1.2.2.4. Energie de biomasse .....	6
1.2.2.5. Energie géothermique .....	6
1.2.3. Avantages des ressources renouvelables .....	7
1.3. Le solaire photovoltaïque.....	7
1.3.1. La source solaire.....	7
1.3.2. Le gisement solaire en Algérie .....	8
1.3.3. Le rayonnement solaire .....	9
	10

---

1.3.3.1. Définition .....	11
1.3.3.2. Différents types de rayonnement solaire.....	12
1.3.4. Les caractéristiques du rayonnement solaire.....	12
1.3.4.1. Aspects géométriques.....	14
1.3.4.2. Orientation et inclinaison.....	16
1.4. Les générateurs photovoltaïques .....	16
1.4.1. Historique .....	17
1.4.2. L'effet photovoltaïque .....	
1.4.3. Les éléments de base d'un générateur photovoltaïque.....	18
1.4.3.1. Cellule photovoltaïque.....	18
A) Structure et principe de fonctionnement .....	18
B) La jonction p-n .....	19
C) Les différentes technologies des cellules photovoltaïques.....	20
1.4.3.2 Le module photovoltaïque .....	21
A) Définition.....	21
B) Caractéristiques électriques des modules solaires.....	22
1.5. La protection des modules solaires .....	22
1.5.1 La diode anti-retour .....	23
1.5.2 Les diodes by-pass.....	23
1.6. Modélisation du générateur photovoltaïque.....	24
1.6.1 Modèles d'un module photovoltaïque .....	24
1.6.1.1 Modèle à une diode .....	24
1.6.1.2 Modèle à deux diodes .....	26
1.6.2 Les caractéristiques I-V d'un module photovoltaïque .....	27

1.6.3 Les caractéristiques I-V d'un générateur photovoltaïque .....	29
1.7. Influence des paramètres internes et externes sur la caractéristique I-V .....	30
1.7.1. Influence des paramètres internes (résistances : parallèle et série) .....	30
1.7.2 Influence des paramètres externes sur les caractéristiques I-V.....	31
1.7.2.1. Influence de la température .....	32
1.7.2.2. Influence du rayonnement .....	33
1.8. Classification des générateurs photovoltaïques.....	34
1.8.1 Générateurs de petite taille (P=1 à 10 kW) .....	34
1.8.2 Générateurs de taille moyenne (P=10 à 100 kW).....	34
1.8.3. Générateurs de grande taille (P ≥ 500 kW).....	34
1.9. Modes d'exploitation des systèmes photovoltaïques .....	35
1.9.1. Mode autonome.....	35
1.9.1.1. Système autonome sans batterie.....	35
1.9.1.2. Système autonome avec batterie.....	35
1.9.2. Mode Hybride.....	35
1.9.3. Mode raccordé au réseau.....	36
1.10. Conclusion.....	37

## **CHAPITRE 2**

### **Généralités sur les convertisseurs DC/DC et DC/AC des systèmes photovoltaïques**

2.1. Introduction.....	38
2.2. Les systèmes de conversion de puissance photovoltaïque .....	38
2.2.1. Définition des convertisseurs des systèmes photovoltaïques.....	38
2.3. Convertisseurs DC/DC pour les systèmes d'énergie solaire .....	39
2.3.1. Définition d'un convertisseur DC/DC .....	39
2.3.2. Les types des convertisseurs DC-DC .....	39
2.3.2.1. Hacheur survolteur (ou Boost) .....	39
2.3.2.2 Hacheur dévolteur (série).....	41
2.3.2.3. Hacheur dévolteur - survolteur (série –parallèle).....	42
2.3.3. L'adaptation de la charge .....	42
2.4. Etude de l'hacheur survolteur d'un système photovoltaïque.....	43
2.4.2. Représentation d'un hacheur survolteur PV.....	43

---

2.4.1. Modalisation d'un hacheur survolteur .....	44
2.5. La technique de commande de L' MPPT.....	47
2.5.1. Définition .....	47
2.5.2. Convertisseur Pour la suite du point de puissance maximum(MPPT).....	47
2.5.3. Le principe de fonctionnement de MPPT d'un générateur PV .....	48
2.5.4 Les différentes techniques d'MPPT .....	50
2.5.5. La méthode Perturbation et Observation.....	50
2.5.5.1 Définition.....	50
2.5.5.2 Le fonctionnement de l'algorithme P&O .....	51
2.6. Les convertisseurs DC/AC pour les systèmes photovoltaïques .....	52
2.6.1 Définition .....	52
2.6.2. Stratégies de commande.....	53
2.6.3 Caractéristiques propres d'un onduleur pour les systèmes photovoltaïques .....	53
2.6.4 Dimensionnement des onduleurs des systèmes photovoltaïques couplés aux réseaux	54
2.6.5. Configuration de raccordement du champ solaire avec le réseau électrique.....	55
2.6.5.1 Installation mono-onduleur (onduleur central).....	56
2.6.5.2 Installation avec un onduleur pour chaque string (onduleur string) .....	56
2.6.5.3 Installation multi-onduleurs (Onduleur modulaire).....	57
2.6.5.4. La conversion multi-string mixte .....	57
2.6.5.5 Conversion multi-string avec distribution des DC-DC MPPT en série.....	59
2.6.6 Les inconvénients des onduleurs conventionnels .....	59
2.7. CONCLUSION.....	60

## CHAPITRE 3

### Modélisation et commande de l'onduleur à neuf niveaux à structure NPC

3.1. Introduction.....	61
3.2. Définition des onduleurs multi-niveaux .....	61
3.3. Intérêt des onduleurs multi-niveaux .....	62
3.4 Les avantages et les inconvénients des onduleurs multi-niveaux.....	63
3.4.1 Les avantage.....	63
3.4.2 Les inconvénients .....	63
3.5. Différentes topologies des onduleurs multi-niveaux .....	64
3.5.1. Onduleur de tension à diode de bouclage .....	65
3.5.2. Onduleur de tension à condensateur Flottant .....	66
3.5.3. Onduleur de tension en cascade.....	67
3.6. Différentes stratégies de commande des convertisseurs multiniveaux.....	67
3.6.1. Commande par Modulation de Largeur d'Impulsions.....	68
3.6.1.1. Modulation sinusoïdale classique .....	68
3.6.1.2. Modulation sinusoïdal triangles multiples.....	69
3.6.1.3. Modulation sinusoïdale modifiée.....	69
3.6.2. Modulation vectorielle .....	69
3.6.3. Elimination d'Harmoniques sélective .....	70
3.7. Commandabilité des convertisseurs statiques.....	70
3.8. Modélisation de l'onduleur triphasé à neuf niveaux à structure NPC .....	74
3.8.1. Principe de fonctionnement.....	74

3.8.2. Commande complémentaire.....	76
3.8.3. Technique de commande des onduleurs triphasés à neuf niveaux à structure NPC .....	76
3.8.4. Application d'un onduleur à neuf niveaux de structure NPC pour alimenter une charge inductive à partir d'une source continue E .....	77
3.9 Conclusion .....	79

## Chapitre 4

### Dimensionnement et modélisation des systèmes PV raccordés aux réseaux de moyenne tension

4.1 Introduction.....	80
4.2. Dimensionnement du système .....	80
4.3 Modélisation d'un système photovoltaïque couplé au réseau électrique.....	86
4.3.1. Modélisation du générateur photovoltaïque GPV.....	86
4.3.2. Modélisation du générateur PV avec l'étage d'adaptation de L'MPPT.....	89
4.3.3. Simulation de l'onduleur photovoltaïque NPC à neuf niveaux alimentant une charge alternative.. ..	93
4.4. Interprétation des résultats de simulation .....	104
4.5. Problème des onduleurs multi niveaux à structures NPC .....	104
4.6. Conclusion.....	108
<b>CONCLUSION GÉNÉRALE.....</b>	<b>109</b>
<i>Les références bibliographiques.....</i>	<i>111</i>
<b>ANNEXE A.....</b>	<b>117</b>
<b>ANNEXE B.....</b>	<b>119</b>
<b>ANNEXE C.....</b>	<b>122</b>

## Liste des figures

### Chapitre I

<b>Figure 1.1</b>	Consommation mondiale d'énergie primaire par type d'énergie (Mtep).....	4
<b>Figure 1.2</b>	La carte d'éclairement solaire de l'Algérie .....	9
<b>Figure 1.3</b>	Analyse spectrale du rayonnement solaire .....	10
<b>Figure 1.4</b>	composants du rayonnement solaire .....	11
<b>Figure 1.5</b>	Appareils de mesure de différents rayonnements solaires .....	12
<b>Figure 1.6</b>	Coordonnées terrestres .....	13
<b>Figure 1.7</b>	Courbes d'enseillement typiques par mois pour différents latitudes .....	13
<b>Figure 1.8</b>	Les rayonnements solaires captés selon l'inclinaison de plan vers le soleil .....	15
<b>Figure 1.9</b>	Effet de l'inclinaison sur le rayonnement, de mois en mois, à 45° de latitude.....	16
<b>Figure 1.10</b>	Collision entre un photon et un atome .....	17
<b>Figure 1.11</b>	Évolution de la taille des cellules silicium photovoltaïques ces dernières années.....	18
<b>Figure 1.12</b>	Exemple d'un matériau semi-conducteur dopé (le silicium).....	19
<b>Figure 1.13</b>	Schéma de principe de la conversion photoélectrique.....	19
<b>Figure 1.14</b>	Types des Cellules photovoltaïque: (a) monocristallin, (b) polycristalin, (c) amorphe	20
<b>Figure 1.15</b>	Module photovoltaïque de 75 Wc.....	21
<b>Figure 1.16</b>	Exemple d'association sécurisée de deux modules PV commerciaux en parallèle avec leurs diodes de protection .....	23
<b>Figure 1.17</b>	Effet de la diode by-pass sur la caractéristique I(V).....	24
<b>Figure 1.18</b>	Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque avec une diode.....	25
<b>Figure 1.19</b>	Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque avec deux diodes.....	26
<b>Figure 1.20</b>	Les caractéristique $I=f(V)$ , $P=f(V)$ .....	28
<b>Figure 1.21</b>	Influence des résistances shunt et série sur la caractéristique I -V d'un GPV.....	31
<b>Figure 1.22</b>	Effet de la température sur la caractéristique I-V et P-V .....	32
<b>Figure 1.23</b>	Effet de la variation d'éclairement sur la caractéristique I-V et P-V .....	33
<b>Figure I.24</b>	Les caractéristiques des différents générateurs photovoltaïques en fonction de leurs tailles.....	34
<b>Figure 1.25</b>	Exemple de la structure d'un système PV autonome.....	35
<b>Figure 1.26</b>	Exemple de la structure d'un système PV connecté au réseau.....	36
<b>Figure 1.27</b>	Exemple de la structure d'un système PV hybride.....	36

**Chapitre 2**

<b>Figure 2.1</b>	Le système complet de conversion de l'énergie photovoltaïque .....	38
<b>Figure 2.2</b>	Schémas de principe d'un hacheur parallèle (boost).....	40
<b>Figure 2.3</b>	Génération d'une valeur de rapport cyclique $\alpha$ .....	40
<b>Figure 2.4</b>	Schéma de principe d'un hacheur série.....	41
<b>Figure 2.5</b>	Schéma de principe d'un hacheur série-parallèle .....	42
<b>Figure 2.6</b>	Répartition de la caractéristique selon le fonctionnement du hacheur utilisé.....	43
<b>Figure 2.7</b>	Schéma d'un hacheur parallèle (boost) raccordée au générateur photovoltaïque.....	43
<b>Figure 2.8</b>	Formes typiques des ondes du convertisseur boost .....	44
<b>Figure 2.9</b>	Model de l'hacheur survolteur en Matlab similink.....	46
<b>Figure 2.10</b>	Schéma synoptique du système PV par une commande MPPT .....	47
<b>Figure 2.11</b>	Fluctuation du PMM avec : A: Variation de l'éclairement et B: Variation de la charge	49
<b>Figure 2.12</b>	Chaine de conversion photovoltaïque.....	49
<b>Figure 2.13</b>	Organigramme de l'algorithme Perturbation et Observation (P & O).....	51
<b>Figure 2.14</b>	Schéma de l'onduleur à deux niveaux.....	52
<b>Figure 2.15</b>	Différentes topologies des installations PV connectés aux réseaux électriques.....	56
<b>Figure 2.16</b>	Nouvelle structure de conversion multi-string mixte.....	58
<b>Figure 2.17</b>	Structure de conversion multi-string avec distribution des DC-DC MPPT en série.....	59

**Chapitre 3**

<b>Figure 3.1</b>	Topologies d'onduleurs NPC .....	64
<b>Figure 3.2</b>	Topologies d'onduleurs NPC à condensateur Flottant .....	65
<b>Figure 3.3</b>	Structure d'un onduleur multiniveaux en cascade à neuf niveaux .....	66
<b>Figure 3.4</b>	Interrupteur bidirectionnel équivalent à la pair : Transistor Diode .....	71
<b>Figure 3.5</b>	Onduleur à neuf niveaux triphasé à diodes flottants(NPC).....	71
<b>Figure 3.6</b>	Structure d'un bras de l'onduleur triphasé à neuf niveaux.....	72
<b>Figure 3.8</b>	Modulation sinusoïdal avec un ensemble de Porteuses.....	74
<b>Figure 3.9</b>	Principe de la MLI triangulo-sinusoïdal à 8 porteuses .....	76
<b>Figure 3.10</b>	Tension simple $V_{ao}$ de sortie de l'onduleur à neuf niveaux.....	77
<b>Figure 3.11</b>	La tension de la charge $V_{ch}$ après un filtrage convenable.....	78
<b>Figure 3.12</b>	les harmoniques de tension de la charge.....	78

**Chapitre IV**

<b>Figure 4.1</b>	Structure d'un système PV couplé au réseau électrique .....	80
<b>Figure 4.2</b>	Classification des composants de puissance en fonction de la fréquence de découpage et le produit U.I des composants	84

<b>Figure 4.3</b>	Le schéma complet du système étudié .....	86
<b>Figure 4.4</b>	Block du module <b>ENIESOLAIR -75</b> .....	87
<b>Figure 4.5</b>	Les caractéristiques P(V) et I(V) en fonction de Ns .....	87
<b>Figure 4.6</b>	Les caractéristiques P(V) et I(V) en fonction de Np .....	87
<b>Figure 4.7</b>	Effet de la température sur la caractéristique I-V et P-V .....	88
<b>Figure 4.8</b>	Effet de la variation d'éclairement sur la caractéristique I-V et P-V.....	88
<b>Figure 4.9</b>	Le modèle du générateur photovoltaïque adapté par l'MPPT .....	89
<b>Figure 4.10</b>	La tension de chaque générateur photovoltaïque .....	89
<b>Figure 4.11</b>	La tension de sortie de l'hacheur Vs.....	90
<b>Figure 4.12</b>	La puissance du générateur photovoltaïque partiel.....	90
<b>Figure 4.13</b>	La puissance de sortie du hacheur partiel .....	90
<b>Figure 4.14</b>	Le modèle de notre centrale photovoltaïque de 1MWc .....	91
<b>Figure 4.15</b>	La tension de centrale photovoltaïque $V_{dc}$ .....	92
<b>Figure 4.16</b>	La puissance délivrée par la centrale photovoltaïque $P_{dc}$ .....	92
<b>Figure 4.17</b>	Schéma de simulation de l'onduleur de tension neuf niveaux.....	93
<b>Figure 4.18</b>	Schéma global du système photovoltaïque connecté au réseau moyen tension	94
<b>Figure 4.19</b>	Illustration des signaux porteurs et des signaux de référence .....	95
<b>Figure 4.20</b>	Tension simple de sortie de l'onduleur $V_A$ avant le filtre .....	95
<b>Figure 4.21</b>	Tension de ligne ou tension composée à la sortie de l'onduleur $U_{ab}$ avant le filtre	96
<b>Figure 4.22</b>	Le schéma du filtre LC de notre système .....	96
<b>Figure 4.23</b>	La boucle de régulation de tension de sortie de l'onduleur [Sch_10].....	97
<b>Figure 4.24</b>	La tension simple de la charge après le filtrage.....	98
<b>Figure 4.25</b>	Tension composée de sortie de l'onduleur $U_{ab}$ .....	98
<b>Figure 4.26</b>	Spectre de la tension $V_A$ de l'onduleur à neuf niveaux.....	98
<b>Figure 4.27</b>	Le courant de la charge .....	99
<b>Figure 4.28</b>	Spectre de le courante $I_A$ de la charge .....	99
<b>Figure 4.29</b>	Les tensions simples $V_a$ , $V_b$ , $V_c$ .....	99
<b>Figure 4.30</b>	Puissance active consommée par la charge inductive .....	100
<b>Figure 4.31</b>	Puissance réactive consommée par la charge inductive.....	100
<b>Figure 4.32</b>	Le rendement de la puissance de la charge .....	100
<b>Figure 4.33</b>	L'éclairement de rayonnements solaires.....	101
<b>Figure 4.34</b>	la tension de sortie des deux générateurs G1 G2 après la variation de l'éclairement	101
<b>Figure 4.35</b>	La puissance de chaque générateur G1 G2 après la variation de l'éclairement ....	102
<b>Figure 4.36</b>	La tension du bus continu $V_{dc}$ d'entrée de l'onduleur à neuf niveaux .....	102
<b>Figure 4.37</b>	La puissance de centrale PV après la variation de l'éclairement .....	103
<b>Figure 4.38</b>	La tension de « va » avec la variation de l'éclairement.....	103

<b>Figure 4.39</b>	La tension de la charge en tenant compte de la variation de l'éclairement.....	103
<b>Figure 4.40</b>	Le schéma en cascade des générateurs PV avec l'onduleur NPC à neuf niveaux.....	105
<b>Figure 4.41</b>	La puissance de chaque générateur de cette cascade.....	106
<b>Figure 4.42</b>	La tension de sortie de chaque hacheur de cette cascade.....	106
<b>Figure 4.43</b>	La tension simple de sortie d'onduleur NPC avant le filtrage.....	107
<b>Figure 4.44</b>	La tension simple de la charge après le filtrage .....	107
<b>Figure 4.45</b>	Spectre de la tension $V_A$ .....	107

**Annexes**

<b>Figure C.1</b>	Modèle Simulink de l'algorithme P&O.....	122
-------------------	--	-----

## *LISTE DES TABLEAUX*

<b>Tableau 3.1</b> :	Table d'excitation des interrupteurs de l'onduleur triphasé à neuf niveaux à diodes flottantes .....	75
<b>Tableau 4.1</b> :	Paramètres du module PV ENIESOLAIR-75.....	81
<b>Tableau 4.2</b> :	La surface requise pour une puissance de 1kWc en fonction des types des cellules solaires .....	82
<b>Tableau 4.3</b> :	Spécifications du site d'Ouargla.....	83

## Liste des symboles

A	Matrice d'état
$A_{\text{réf}}$	Amplitude du signal de référence (V)
$A_p$	Amplitude du signal de la porteuse (V)
B	Matrice d'entrée
c	La vitesse de la lumière (m/s)
C	Vecteur de sortie
$C_{\text{ond}}$	Capacité de l'entrée de l'onduleur multi-niveaux (F)
$C_f$	Capacité de filtre (F)
$C_h$	Capacité de l'hacheur (F)
D	La diode
E	La tension continue d'entrée de l'onduleur (V)
$E_g$	L'énergie de bande gap (J)
$E_m$	Eclairement moyen ( $\text{W}/\text{m}^2$ )
FF	Facteur de forme
f	Fréquence du réseau (Hz)
$f_m$	Fréquence du signal de référence (Hz)
$f_p$	Fréquence du signal de la porteuse (Hz)
G	L'éclairement ou le flux incident ( $\text{W}/\text{m}^2$ )
$G_r$	L'éclairement de référence ( $1000\text{W}/\text{m}^2$ )
h	Constant de Planck ( $6,62 \cdot 10^{-34}$ j.s)
$I_{\text{ch}}$	Courant de charge (A)
$I_e$	Courant de l'entrée de l'hacheur (A)
$I_m$	Courant de point de Puissance maximale (A)
$I_p$	Courant de résistance parallèle (A)
$I_{\text{pv}}$	Courant délivré par une cellule photovoltaïque (A)
$I_{\text{ph}}$	Le photo-courant (A)
$I_g$	Courant du générateur photovoltaïque (A)
$I_L$	Courant traverse l'inductance de l'hacheur (A)
$I_c$	Courant de condensateur(A)

$I_{cc}$	Courant de court circuit (A)
$I_r$	Courant de référence de cellule PV(A) à $T=25\text{ }^\circ\text{C}$ et $G=1000\text{ W/m}^2$
$I_s$	Courant de sortie de l'hacheur (A)
$I_{sa}$	Le courant de saturation nominal (A)
$I_{s1}$	Le courant de saturation de diode $D_1$ (A)
$I_{s2}$	Le courant de saturation de diode $D_2$ (A)
$I_{sc,n}$	Le courant de court circuit nominal (A)
$K$	Constant de Boltzman ( $1.38\text{ }10^{-23}\text{ J K}$ )
$k_I$	Le coefficient de courant en fonction de température $A/^\circ\text{C}$
$k_v$	Le coefficient de tension en fonction de température $V/^\circ\text{C}$
$L_f$	Inductance de filtre (H)
$L_h$	Inductance de l'hacheur (H)
$m_a$	Taux de modulation d'amplitude
$m_f$	Taux de modulation de fréquence
$n$	Le facteur d'idéalité de la jonction
$n_1$	Coefficient d'idéalité de diode $D_1$
$n_2$	Coefficient d'idéalité de diode $D_2$
$N$	Le nombre de niveaux de tension de sortie
$N_j$	Le nombre de jours de l'année
$N_p$	Le nombre de modules en parallèle
$N_s$	Le nombre de modules en série
$N_{tot}$	Le nombre total de modules
$P_i$	La puissance incidente
$P_m$	Puissance maximale (W)
P&O	Méthode de Perturbation et observation
$q$	La charge électrique $1.6\text{ }10^{-19}\text{ (C)}$
$R_s$	Résistance série de la cellule ( $\Omega$ )
$R_p$	Résistance parallèle de la cellule ( $\Omega$ )
$R_{sg}, R_{pg}$	Résistances série et parallèle du générateur ( $\Omega$ )
$S$	L'interrupteur des convertisseurs statiques

$S_{eff}$	Surface effective de la cellule solaire ( $m^2$ )
$S_m$	Surface de module ( $m^2$ )
$TD_{m,k}$	Interrupteur statique
$T$	Température de la cellule ( $^{\circ}C$ )
$T_r$	Température référence ( $25^{\circ}C$ ou $298^{\circ}K$ )
$T_{off}$	Temps lorsque l'interrupteur est bloqué
$T_{on}$	Temps lorsque l'interrupteur est ouvert
$u$	Le vecteur de commande
$U$	L'état d'interrupteur
$U_c$	Tension de bus continu d'entrée de l'onduleur (V)
$V_c$	Tension de condensateur (V)
$V_e$	Tension d'entrée de l'hacheur (V)
$V_g$	Tension du générateur photovoltaïque (V)
$V_m$	Tension de point de puissance maximale (V)
$V_{pv}$	Tension aux bornes de la cellule photovoltaïque (V)
$V_r$	Tension de référence de la cellule PV ( $T=25^{\circ}C$ , $G=1000 W/m^2$ )
$V_s$	Tension de sortie de l'hacheur
$V_{co}$	La tension du circuit ouvert (V)
$V_g$	La tension du générateur (V)
$V_L$	La tension de l'inductance de l'hacheur (V)
$V_{th}$	La tension thermique (V)
$V_1$	La valeur efficace de la fondamentale de la tension alternative (V)
$V_{ref}$	La tension de signal de référence (V)
$V_p$	La tension de signal de porteuse (V)
$\omega$	Pulsation (rad/s)
$X$	Vecteur d'état
$\eta_{MPPT}$	Rendement du point de fonctionnement MPPT
$\eta_{conv}$	Rendement de convertisseur
$\eta_{tot}$	Rendement global du système
$\alpha$	Rapport cyclique

$\lambda$	La longueur d'onde (m)
$\delta$	Déphasage entre le courant absorbé par la charge et la tension (°)
$\Delta T$	La variation de la température (°C )
$\xi$	Angle de l'albédo (°)
$\Omega$	L'angle de longitude (°)
$\square$	L'angle de latitude (°)
$\omega$	L'angle déclinaison (°)
$\mu V_{oc}$	le coefficient de temperature

## *Introduction générale*

Une grande partie de la production mondiale d'énergie électrique est assurée à partir des sources fossiles comme le charbon, le pétrole, le gaz, concurrents à partir du 18<sup>ième</sup> siècle. Ces sources d'énergie beaucoup plus concentrées et plus efficaces, ne sont pas équitablement réparties dans le monde. D'où la recherche des ressources d'énergie alternatives est devenue donc une question cruciale de nos jours. Beaucoup de recherches scientifiques ont été menées dans le secteur des sources d'énergie illimitées, telles que la production d'électricité par le vent et la transformation d'énergie solaire [Kas, 07].

L'Algérie amorce une dynamique d'énergie verte en lançant un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables (EnR) et d'efficacité énergétique. Cette vision du gouvernement algérien s'appuie sur une stratégie axée sur la mise en valeur des ressources inépuisables comme le solaire et leur utilisation pour diversifier les sources d'énergie et préparer l'Algérie de demain. Le potentiel national en énergies renouvelables étant fortement dominé par le solaire, l'Algérie considère cette énergie comme une opportunité et un levier de développement économique et social, notamment à travers l'implantation d'industries créatrices de richesse et d'emplois [Sat, 11].

L'utilisation de l'énergie solaire photovoltaïque semble être une nécessité pour l'avenir. En effet, le rayonnement solaire constitue la ressource énergétique la plus abondante sur terre. La quantité d'énergie libérée par le soleil (captée par la planète terre) pendant une heure pourrait suffire à couvrir les besoins énergétiques mondiaux pendant une année. Afin de mieux exploiter cette énergie et d'optimiser sa collecte par les capteurs photovoltaïques (PV), il est nécessaire de connaître la distribution de l'irradiation solaire sur le lieu de l'implantation prévu pour l'installation (PV), sous différentes orientations et inclinaisons [Tra, 11].

Depuis plus de dix ans, le marché mondial des systèmes PV connaît un taux de croissance très élevé, de l'ordre de 30% à 40% par an, dû en particulier aux installations raccordées aux réseaux électriques de distribution. Cette croissance exceptionnelle passe nécessairement par des innovations technologiques et une baisse des coûts des modules photovoltaïques, mais également par des efforts significatifs de recherche et de développement, notamment dans le domaine de l'électronique de puissance [Cal, 13].

Les performances techniques et la robustesse des onduleurs utilisés pour le raccordement des systèmes PV aux réseaux de distribution d'électricité sont des éléments - clés qui peuvent

fortement impacter la production d'énergie électrique et par conséquent, la rentabilité financière d'un tel système [Cal, 13].

Les installations PV domestiques raccordées aux réseaux électriques de distribution (applications de quelques kilowatts), qu'appelées les systèmes PV décentralisées, peuvent utiliser les onduleurs classiques à deux niveaux. Mais l'utilisation de plusieurs de ces onduleurs est affectée sur la qualité d'énergie électrique par l'apparition de plusieurs harmoniques dans le réseau de distribution résulte de la nature de cette énergie (sensible aux conditions météorologiques). Pour remédier ce problème, on utilise des systèmes PV centralisés à forte puissance injectée au réseau de transport ou alimentée les usines industrielles de fortes puissances et via un poste de transformation MT/BT peut alimenter les citoyens.

Mais, dans ce cas les interrupteurs de puissance des onduleurs peuvent être soumis à de fortes contraintes en tension. Ces composants doivent en particulier être en mesure de bloquer la pleine tension imposée par le bus continu de la chaîne photovoltaïque. La répétition de ces contraintes peut conduire à la limitation de l'endurance du convertisseur. D'où, l'utilisation de ces convertisseurs conventionnels à deux niveaux, à grandes fréquences de commutation, est limitée à ce niveau de puissance à cause des pertes non négligeables engendrées par la commutation des interrupteurs [Oul, 2013].

La structure des onduleurs multiniveaux permettent de pallier à ces problèmes en générant une tension de sortie découpée et composée d'au moins trois niveaux. Ces onduleurs ont été mis en place depuis 1975 ils présentent plusieurs avantages, parmi lesquels on peut mentionner : La qualité d'onde, ils peuvent générer les tensions de sortie avec une distorsion THD très faible [Oul, 2013]. Ainsi l'utilisation de ce type d'architecture aide à la limitation des contraintes en tension subies par les interrupteurs en fractionnant le bus de tension continu du générateur photovoltaïque [Cal, 13].

Dans le cadre de notre travail, nous traitons l'une des structures dite « onduleur de tension à neuf niveaux à structure NPC (Neutral Point Clamping) » qui sera utilisée pour injecter l'énergie électrique issue d'une centrale photovoltaïque vers le réseau de moyenne tension. Cette topologie, selon des études effectuées, permet de générer une tension la plus proche d'une sinusoïde que possible et d'améliorer le taux d'harmoniques grâce au nombre élevé des niveaux de tension offert par la structure de ce convertisseur [Bou, 13].

Ce travail est dirigé Par Mr. Professeur Azoui en collaboration avec la Doctorante Mme Mechouma. Il rentre dans le cadre de l'axe de recherche de la doctorante.

Ce travail a pour objectifs:

1. Dimensionnement d'une centrale photovoltaïque PV de 1 MWc comportant plusieurs convertisseurs DC/DC adaptés par une commande MPPT basée sur la technique de P&O pour assurer la puissance maximale quelque soit les conditions météorologiques.

2. Commande d'un onduleur à neuf niveaux à structure NPC par la technique MLI triangulo-sinusoïdale multiple pour injecter l'énergie électrique produite par cette centrale au réseau électrique de moyenne tension.

Pour ce faire, le mémoire est divisé en quatre chapitres:

Dans le premier chapitre une description générale sur les éléments d'un système photovoltaïque et une modélisation du module et du générateur photovoltaïque sont présentées. De plus, les différents systèmes photovoltaïques sont exposés.

Le deuxième chapitre est consacré à la synthèse des systèmes de conversion d'énergie continue - continue via un étage d'adaptation avec commande MPPT et les systèmes DC/AC pour alimenter les charges en courant alternatif. Les onduleurs les plus utilisés dans ce domaine sont les onduleurs à deux niveaux mais une limitation d'utilisation dans les fortes puissances exige des convertisseurs dits multi niveaux.

Dans le chapitre trois, on donne un aperçu général sur les différentes topologies d'onduleurs multi-niveaux ainsi que les différentes stratégies de commande utilisées. De plus on présente une étude théorique sur les onduleurs de type NPC à neuf niveau et leurs stratégies de commande MLI à 8 porteuses.

Le quatrième chapitre est consacré d'une part au dimensionnement des systèmes PV au fil du soleil (sans l'utilisation d'un système de stockage) et d'autre part, à l'élaboration du système en tenant compte de la modélisation du générateur PV et du système de conversion DC/DC avec la commande de l' MPPT et de la modélisation de l'onduleur NPC à neuf niveaux. Les résultats de simulation sont présentés ainsi que l'analyse spectrale pour la commande utilisée.

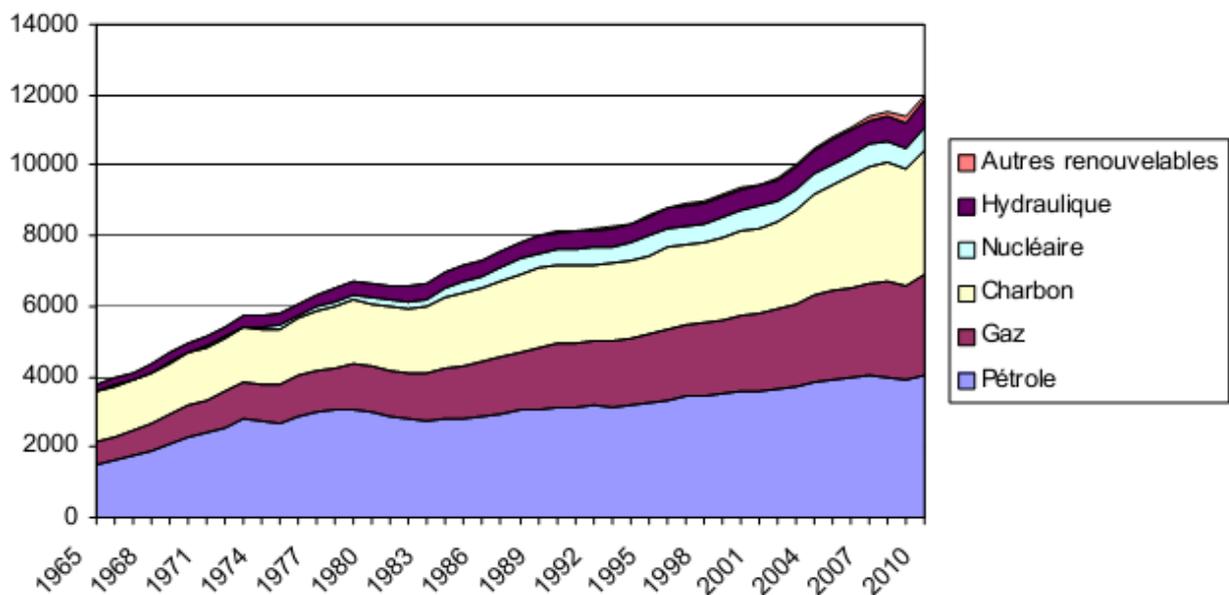
Enfin, nous clôturons notre mémoire par une conclusion générale qui résume notre étude dans sa partie théorique et de simulation suivie par quelques perspectives envisagées dans nos travaux futurs.

# *Chapitre I*

## *Systèmes de production photovoltaïques*

## 1. 1 Introduction

Historiquement, la demande énergétique mondiale a connu une croissance soutenue sur les 40 dernières années, passant de près de 5000 Mtep (Million de tonnes équivalent pétrole) en 1970 à 12 000 Mtep en 2010. Elle a été multipliée par plus de 2,4 en 40 ans, ce qui correspond à un rythme de croissance annuelle moyen de l'ordre de 2,24 %. Cette tendance, si elle devait se prolonger sur les 40 prochaines années, conduirait à plus que doubler la demande énergétique mondiale à l'horizon 2050 par rapport au niveau de 2010. La figure 1.1 illustre que la demande d'énergie primaire mondiale était satisfaite en 2010 à plus de 80 % par les énergies fossiles [Per, 08]. La consommation de ces sources donne lieu à des émissions de gaz à effet de serre et donc une augmentation de la pollution. Le danger supplémentaire est qu'une consommation excessive du stock de ressources naturelles réduit les réserves de ce type d'énergie de façon dangereuse pour les générations futures [Bel, 08],[Web, Oek, 13].



**Figure (1.1) :** Consommation mondiale d'énergie primaire par type d'énergie (Mtep) [Per, 08]

La demande mondiale en systèmes solaires d'alimentation électrique croît constamment depuis les années 1990 [Per, 08]. Les pays les plus développés ont pensé aux autres méthodes pour produire de l'énergie mais d'une manière plus sécurisée et pour ce but là, ils ont découvert ce qu'on appelle aujourd'hui les « énergies renouvelables » qui sont devenues aujourd'hui des très importantes énergies dans le monde entier ainsi que dans notre pays l'Algérie [Web. Scr, 13]. Après un bref bilan des ressources énergétiques exploitables, nous nous intéresserons dans

ce chapitre aux systèmes de production existants, en particulier relatifs aux sources solaires photovoltaïques.

## **1.2. Les ressources des énergies renouvelables**

Le développement et l'exploitation des énergies renouvelables ont connu une forte croissance ces dernières années. D'ici 20-30 ans, tout système énergétique durable sera basé sur l'utilisation rationnelle des sources traditionnelles et sur un recours accru aux énergies renouvelables. Ces énergies satisfont quant à elles 13 % de la demande, dont 10 % pour l'hydraulique. Comparé aux énergies classiques (fossiles et nucléaires), les énergies renouvelables présentent le double avantage de ne pas être source d'émissions de gaz à effet de serre lors de leur utilisation et de présenter des gisements renouvelables donc inépuisables. Ce sont des énergies de flux, par opposition aux énergies dites de stock (gaz, fioul, charbon, uranium, ...) [Ken, 07]. La production d'électricité décentralisée par sources d'énergies renouvelables offre une plus grande sûreté d'approvisionnement des consommateurs tout en respectant l'environnement [Oli, 02], [Per, 08].

### **1.2.1. Définition d'énergie renouvelable**

On considère qu'une énergie est renouvelable, toute source d'énergie qui se renouvelle assez rapidement pour être considérée comme inépuisable (d'où son nom) C'est-à-dire, sa vitesse de formation doit être plus grande que sa vitesse d'utilisation [Oli, 02], [Web.Scr, 13].

Les énergies renouvelables sont issues de phénomènes naturels réguliers ou constants provoqués principalement par le Soleil (l'énergie solaire mais aussi hydraulique, éolienne et biomasse...), la Lune (énergie marémotrice, certains courants : énergie hydrolienne...) et la Terre (géothermique profonde...), à l'échelle de la durée de vie de l'humanité .Ce n'est pas le cas pour les combustibles fossiles et nucléaires [Oli, 02], [Flè, 07], [Ken, 07].

### **1.2.2. Les différents types des ressources énergétiques renouvelables**

Les énergies renouvelables ont plusieurs ressources. On se limite à cinq ressources fondamentales selon l'importance [Oli, 02], [Web, Scr], [Yad, 11], [Lou, 08]:

#### **1.2.2.1. Energie solaire**

L'énergie solaire a directement pour origine l'activité du Soleil. Le Soleil émet un rayonnement électromagnétique dans lequel on trouve notamment les rayons cosmiques, gamma,

X, la lumière visible, l'infrarouge, les micro-onde et les ondes radios en fonction de la fréquence d'émission. Tous ces types de rayonnement électromagnétique émettent de l'énergie varie, par m<sup>2</sup>, de 1100 kWh à 2300 kWh/an (au total  $720.10^5$ kWh/an). Le générateur photovoltaïque convertit cette énergie de ces radiations solaires incidentes à la terre en puissance électrique [Oli, 02], [Web.Scr, 13], [Bel, 08].

#### **1.2.2.2. Energie éolienne**

L'énergie éolienne est le produit de la conversion de l'énergie cinétique du vent en d'autres formes d'énergie, principalement en énergie électrique. Les dispositifs adaptés à ce type de transformation sont appelés aérogénérateurs ou éoliennes. L'activité solaire est la principale cause des phénomènes météorologiques. Ces derniers sont notamment caractérisés par des déplacements de masse d'air à l'intérieur de l'atmosphère. C'est l'énergie mécanique de ces déplacements de masse d'air qui est à la base de l'énergie éolienne. L'énergie éolienne consiste ainsi à utiliser cette énergie mécanique, il est estimé à  $30.10^{15}$  kWh pour l'ensemble du globe et entre 5 et  $50.10^{12}$  kWh/an pour la part terrestre exploitable [Oli, 02], [Web. Scr, 13].

#### **1.2.2.3. Energie hydraulique**

L'hydroélectricité, c'est-à-dire la production d'électricité à partir de la force de l'eau, est apparue au milieu du XIXe siècle dans la continuité des moulins qui exploitaient directement la force motrice de l'eau. Son principe ressemble à celui de l'éolienne. Simplement, ce n'est plus le vent mais l'énergie mécanique de l'eau qui entraîne la roue d'une turbine qui à son tour entraîne un alternateur. Ce dernier transforme l'énergie mécanique en énergie électrique.

Parmi les énergies, la filière hydraulique comprend les grands barrages, les usines marémotrices, les petites centrales au fil de l'eau et les moulins à eau. L'hydroélectricité est la deuxième source d'énergie renouvelable dans le monde [Oli, 02], [Web.Scr, 13].

#### **1.2.2.4. Energie de biomasse**

Il s'agit d'énergie solaire stockée sous forme organique grâce à la photosynthèse. Elle est exploitée par combustion. Cette énergie est renouvelable à condition que les quantités brûlées n'excèdent pas les quantités produites ; cette condition n'est pas toujours remplie. On peut citer notamment le bois et les biocarburants [Yad, 11], [Lou, 08].

#### **1.2.2.5. Energie géothermique**

Le principe consiste à extraire l'énergie géothermique contenue dans le sol pour l'utiliser sous forme de chauffage ou pour la transformer en électricité. Dans les couches profondes, la chaleur de la Terre est produite par la radioactivité naturelle des roches qui constituent la croûte

terrestre : c'est l'énergie nucléaire produite par la désintégration de l'uranium, du thorium et du potassium. Par rapport à d'autres énergies renouvelables, la géothermie profonde ne dépend pas des conditions atmosphériques (soleil, pluie, vent) [Yad, 11], [Oli, 02].

### 1.2.3. Avantages des ressources renouvelables

Les énergies renouvelables constituent donc une alternative aux énergies fossiles à plusieurs titres [Oli, 02], [Web. Scr, 13]:

- elles sont généralement moins perturbatrices de l'environnement, elles n'émettent pas de gaz à effet de serre et ne produisent pas de déchets ;
- elles sont inépuisables ;
- elles offrent une importante indépendance énergétique.
- elles autorisent une production décentralisée adaptée à la fois aux ressources et aux besoins locaux.

## 1.3. Le solaire photovoltaïque

Avec le développement industriel, le problème de l'insuffisance d'énergie est de plus en plus aggravant. Les technologies des systèmes photovoltaïques (PV) se développent rapidement et ont un rôle croissant dans la technologie électrique et se considère comme l'énergie verte du nouveau siècle. Actuellement, des travaux sont réalisés sur les cellules (ou modules) et sur les systèmes PV afin d'améliorer les performances électriques des panneaux PV et réduire les pertes d'énergies dans les installations PV. Ceci réduit considérablement le coût des installations PV et encourage les citoyens à utiliser l'énergie verte [Yad, 11].

Aujourd'hui, l'industrie photovoltaïque repose essentiellement sur les besoins des régions isolées en alimentation électrique fiable et peu coûteuse. Dans un grand nombre d'applications, le photovoltaïque est la solution la plus rentable. Parmi ces applications : les systèmes isolés alimentant des chalets ou des résidences éloignées, les sites éloignés de télécommunications des services publics et de l'armée, le pompage de l'eau dans les fermes et les postes d'appel d'urgence sur les campus ou les autoroutes [Cha, 08].

### 1.3.1. La source solaire

Le soleil est une étoile parmi tant d'autres. Il a un diamètre de 1390000 km, soit environ 50 fois celui de la terre, on peut le considérer comme une sphère gazeuse, il est

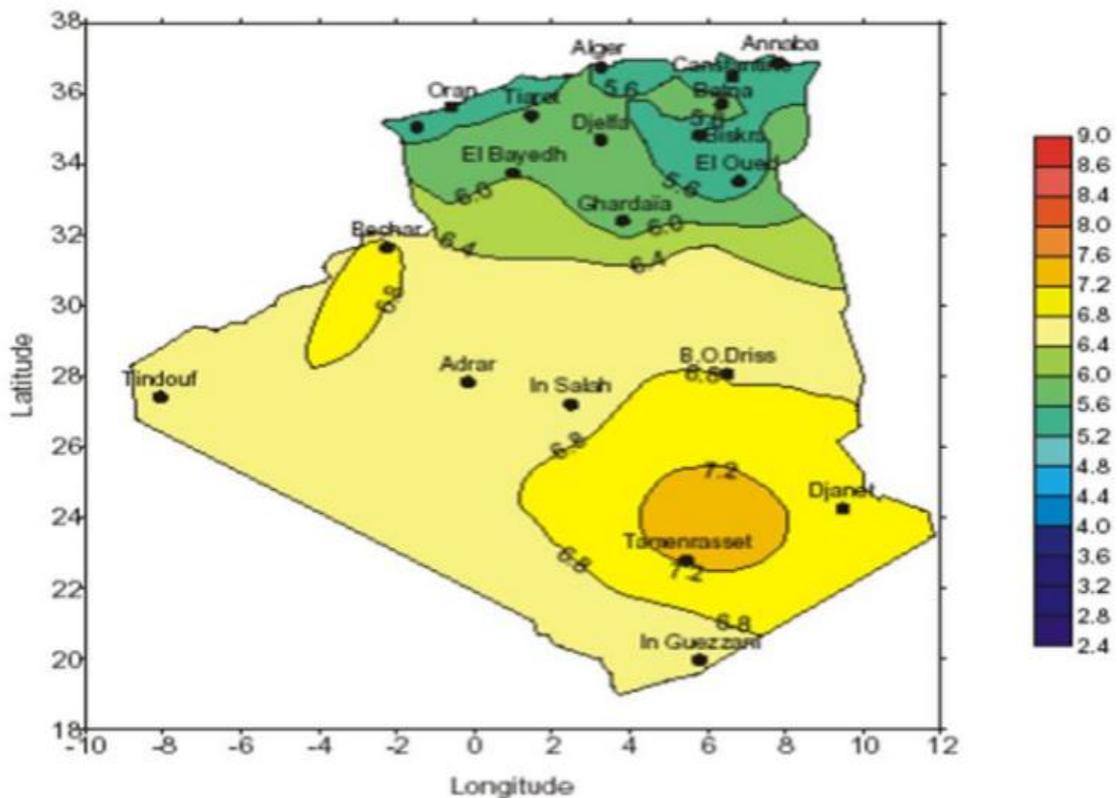
composé à 80% d'hydrogène, 19% d'hélium et 1% d'un mélange de 100 éléments, soit pratiquement tout les éléments chimiques connus depuis que Langevin et Perrin, s'appuyant sur la théorie de la relativité d'Einstein, ont émis l'idée il y a une soixantaine d'années que c'est l'énergie de fusion nucléaire qui fournit au soleil sa puissance, il est aujourd'hui admis que le soleil est une bombe thermonucléaire hydrogène –hélium transformant chaque seconde 564 millions de tonnes d'hydrogène en 560 millions tonnes d'hélium [Bel, 08], [Aim, 03]. La réaction se faisant dans son noyau à la température d'environ 25 millions de degrés Celsius. Ainsi, à chaque seconde, le soleil est allégé de 4 millions de tonnes dispersées sous forme de rayonnement. Sa lumière, à une vitesse de 300000km/s, met environ 8 minutes pour parvenir à la terre, sa distribution spectrale de l'atmosphère est présentée un maximum pour une longueur d'onde d'environ 0.5m [Bel, 08], [Le1, 07].

Donc, le soleil est une source quasiment inépuisable d'énergie qui envoie à la surface de la terre un rayonnement qui représente chaque année environ 15000 fois la consommation énergétique de l'humanité. Cela correspond à une puissance instantanée reçue de 1 kilowatt crête par mètre carré ( $\text{kW}_c/\text{m}^2$ ) répartie sur tout le spectre, de l'ultraviolet à l'infrarouge. Les déserts de notre planète reçoivent en 6 heures plus d'énergie du soleil que consomme l'humanité en une année [Flè, 07], [Ken, 07], [Pet, 09], [Arr, 07], [Hel, 12].

### **1.3.2. Le gisement solaire en Algérie**

Pour saisir la portée des énergies renouvelables en Algérie et les enjeux considérables et inépuisables existant de ces énergies non encore exploitées à savoir le gisement solaire exceptionnel qui couvre une superficie de 2381745  $\text{Km}^2$  [Arr, 07], [Hat, 08].

L'Algérie est l'un des pays qui ont une diversité de sites du à son grand secteur, où le rayonnement de la région près de la mer est influencé par les saisons. Les zones du nord de l'Algérie sont à ciel - couvert plus que ceux du sud. Les régions Sahariens reçoivent une quantité plus grande d'énergie mais sont caractérisées par une température de l'air plus élevée. En raison de cette diversité dans le climat, l'ensoleillement moyen global au plan horizontal reçu varie entre 4,5 et 7.5  $\text{kWh}/\text{m}^2$ . En tenant compte de cette diversité, l'Algérie peut être divisée en 8 zones climatiques qui ont approximativement un ensoleillement homogène comme indiqué sur la figure (1.2).



**Figure 1. 2 :** La carte d'éclairement solaire de l'Algérie [Mis, 09].

Donc, Part sa situation privilégiée, l'Algérie dispose du plus grand gisement solaire du bassin méditerranéen. La durée moyenne d'ensoleillement du territoire algérien dépasse les 2000 heures annuelles, peut atteindre près de 3500 heures d'ensoleillement dans le désert du Sahara .

Le total d'énergie reçu est estimé à 169 400 TWh/an, soit 5000 fois la consommation d'électricité annuelle du pays. [Arr, 07], [Lel, 07], [Mis, 09].

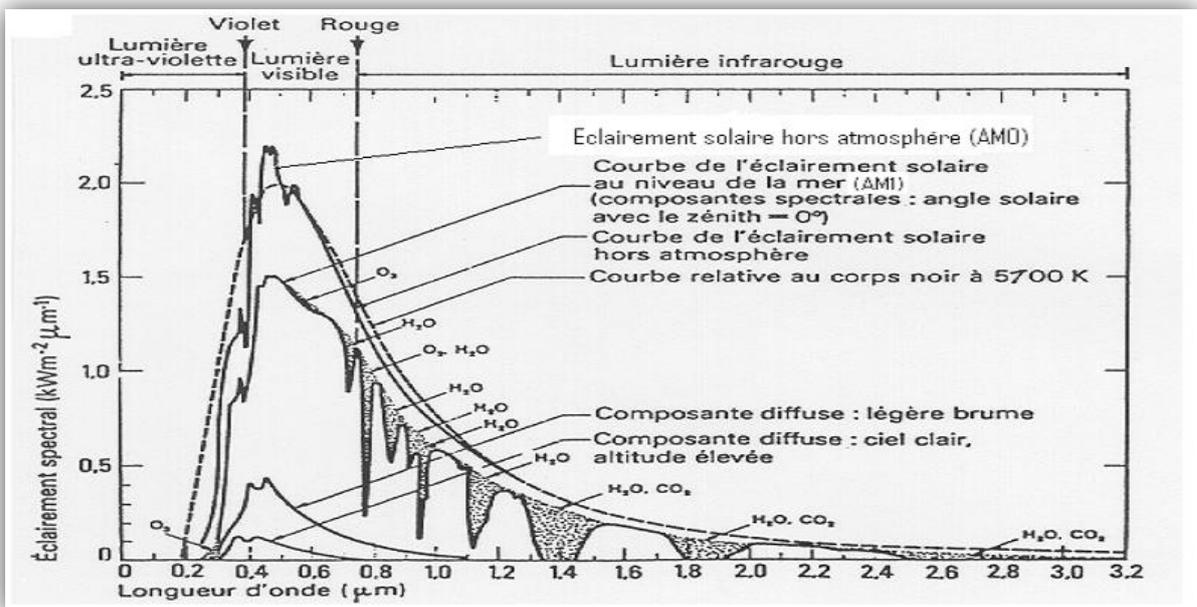
### 1.3.3. Rayonnement solaire

Depuis très longtemps, l'homme a cherché à utiliser l'énergie émise par le soleil. La plupart des utilisations sont directes comme en agriculture, à travers la photosynthèse ou dans diverses applications de séchage et chauffage, autant artisanale qu'industrielle. Cette énergie est disponible en abondance sur toute la surface terrestre et, malgré une atténuation importante lors de la traversée de l'atmosphère (l'atmosphère terrestre reçoit ce rayonnement à une puissance moyenne de 1,37 kilowatt au mètre carré ( $\text{kW/m}^2$ ), à plus ou moins 3 %, selon que la Terre s'éloigne ou se rapproche du Soleil dans sa rotation ) [ Roy, 98], [Lel, 07], une quantité encore importante arrive à la surface du sol. On peut ainsi compter sur

1000 W/m<sup>2</sup> dans les zones tempérées et jusqu'à 1400 W/m<sup>2</sup> lorsque l'atmosphère est faiblement polluée en poussière ou en eau [Hel, 12], [Pet, 09].

### 1.3.3.1. Définition :

Le Soleil émet un rayonnement électromagnétique qui composé de «grains» de lumière appelés photons compris dans une bande de longueur d'onde variant de 0,22 à 10 microns (μm). La figure (1.3) représente la variation de la répartition spectrale énergétique [Roy, 98].



**Figure (1.3) :** Analyse spectrale du rayonnement solaire [Hel, 12]

Ces rayonnements se décompose approximativement [Roy, 98] :

- 9% dans la bande des ultraviolets (<0,4 μm),
- 47% dans la bande visible (0,4 à 0,8 μm),
- 44% dans la bande des infrarouges (>0,8 μm).

L'énergie de chaque photon est directement liée à la longueur d'onde  $\lambda$  où plus la longueur d'onde courte, plus l'énergie du photon est une grande comme indique la relation suivante [Lel, 07] :

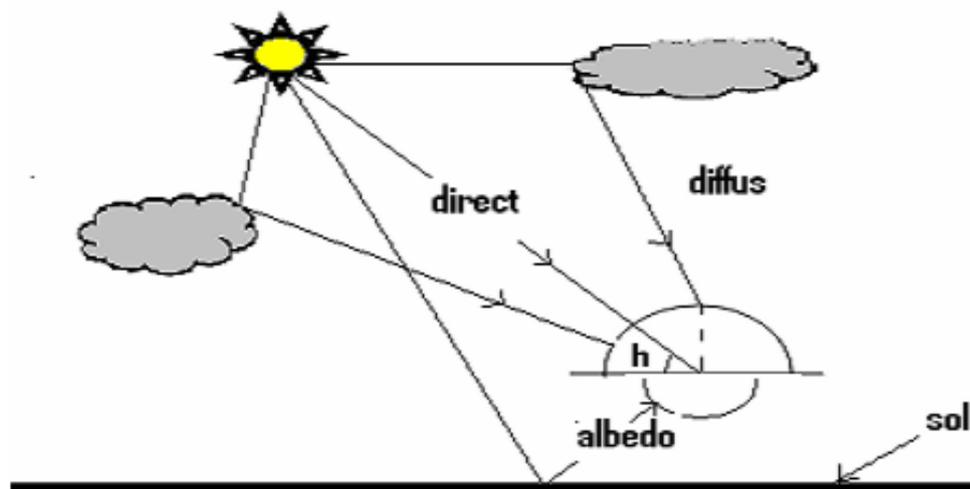
$$E_{ph} = h * (c/\lambda) \quad (1.1)$$

Où : h est la constante de Planck et c la vitesse de la lumière.

### 1.3.3.2. Différents types de rayonnement solaire

En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire est absorbé et diffusé. Au sol, On distingue quatre types de rayonnement solaire (figure 1.4): global, direct, diffus et réfléchi [Roy, 98],[Lab, 05], [Bel, 08], [Cha, 08], [Ben, 12]:

- **le rayonnement direct** : Flux solaire sous forme de rayons parallèles provenant de disque soleil sans avoir été dispersé par l'atmosphère. Il peut être mesuré par un pyréliomètre [Roy, 98] ;
- **le rayonnement diffus** : est constitué des photons diffusés par l'atmosphère (air, nébulosité, aérosols). Donc ayant subi multiples réflexions. Sa structure varie avec les conditions météorologiques. Par temps couvert, on admet qu'il est isotrope, c'est-à-dire qu'on reçoit un rayonnement identique de toutes les directions de la voûte céleste.. Il peut être mesuré par un pyranomètre avec écran masquant le soleil [Roy, 98], [Lab, 05], [Ben\_12].



**Figure 1.4** : Composantes du rayonnement solaire

- **le rayonnement réfléchi** : C'est la partie de l'éclairement solaire réfléchi par le sol, ce rayonnement dépend directement de la nature du sol (nuage, sable...).Il se caractérise par un coefficient propre de la nature de lien appelé Albédo ( $\xi$ ) [Bel, 07] :

$$0 \leq \xi \leq 1 \quad (1.2)$$

Il dépend de l'environnement du site, cet albédo peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige) [Roy, 98], [Lab, 05], [Ben, 12].

- **le rayonnement global** : est le résultat de la superposition des trois compositions direct, diffus et réfléchi [Bel, 08]. Il est mesuré par un pyranomètre ou un solarimètre sans écran [Roy, 98].

La figure 1.5 présente les appareils de mesure pour les différents types de rayonnement :



Figure 1.5 : Appareils de mesure de différents rayonnements solaires

### 1.3.4 Les caractéristiques du rayonnement solaire

Le flux solaire reçu au niveau du sol terrestre dépend de plusieurs paramètres [Hel, 12]:

- l'orientation, la nature et l'inclinaison de la surface terrestre ;
- la latitude du lieu de collecte, de son degré de pollution ainsi que de son altitude ;
- la période de l'année ;
- l'instant considéré dans la journée.

#### 1.3.4.1 Aspects géométriques

Les aspects géométriques du rayonnement solaire intercepté par la Terre sont de très importants pour le calcul du flux reçu par un plan incliné placé à la surface de la Terre et orienté dans une direction fixée. La connaissance de ce flux est la base du dimensionnement de tout système solaire [Abb, 11].

En effet, tout point sur la terre est caractérisé par sa latitude et sa longitude, figure 1.6 illustre ces angles. Ces deux grandeurs représentent les coordonnées géographiques de ce point ainsi que par son altitude et son déclinaison, ces angles sont des facteurs intéressants pour le calcul de rayonnement solaire [Hel, 12], [Ben, 12].

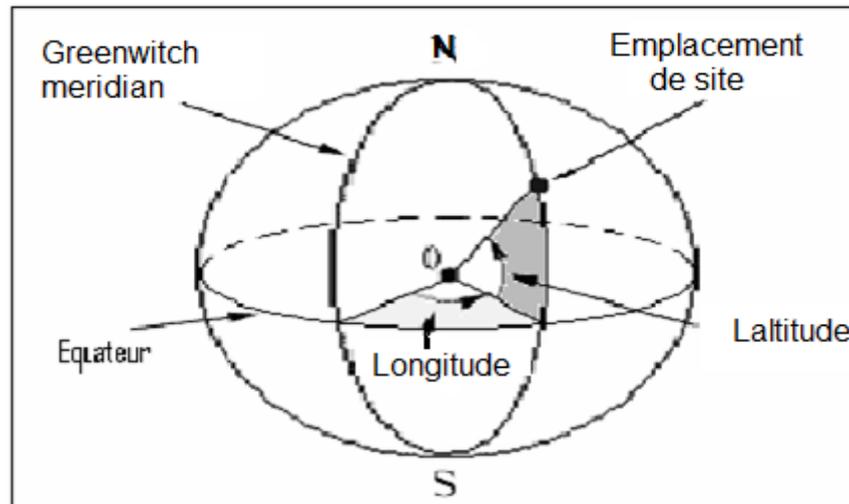


Figure 1.6 : Coordonnés terrestres

✚ **La latitude ( $\varphi$ )** : est l'angle formé par le plan équatorial et la direction reliant le lieu considéré, au centre de la terre [Bel, 08]. Cet angle détermine la position d'un quelconque lieu. La latitude de l'équateur est 0, celle des pôles 90°, respectivement Nord ou Sud. Elle influe directement sur le rayonnement solaire ; plus que la latitude augmente plus que le rayonnement solaire diminue [Roy, 98]. Elle a aussi un effet important : les journées estivales allongent à mesure qu'on s'éloigne de l'équateur, et le Soleil est plus bas au midi solaire. Les journées d'hiver sont également plus courtes, et le Soleil encore plus bas qu'à l'équateur. Autrement dit, l'intensité maximale (à midi) et la quantité totale de rayonnement solaire ( $G$ ) sur un plan horizontal diminuent à mesure qu'augmente la latitude (figure 1.7).

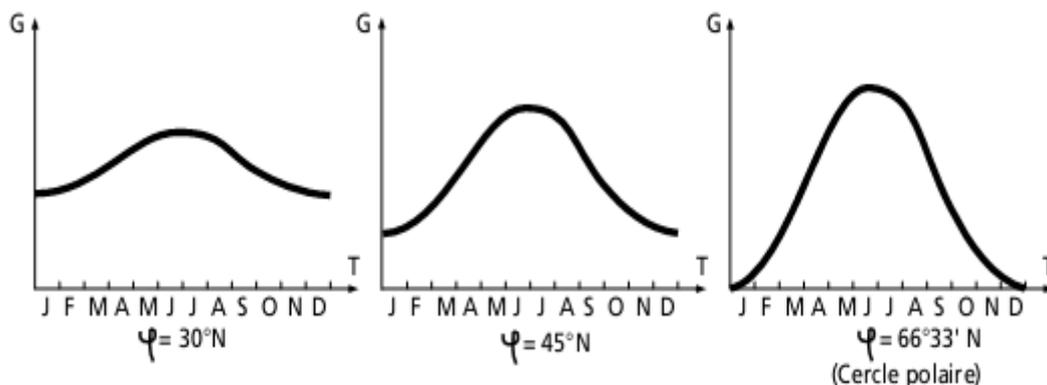


Figure 1.7 : Courbes d'ensoleillement typiques par mois pour différents latitudes

- ✚ **La longitude ( $\Omega$ )** : représente l'angle formé par le plan méridien de lieu considéré et le plan méridien origine. Ce dernier passe par l'observatoire de Greenwich et a pour longitude zéro. Les longitudes situées à l'Est de ce méridien sont positives et celles situées à l'Ouest négative [Ben, 12].
- ✚ **L'altitude** : elle correspond la distance verticale entre ce point et une surface de référence théorique (niveau moyen de la mer), on l'exprime généralement en mètre [Hel, 12].
- ✚ **La Déclinaison** : c'est l'angle formé par l'axe terre-soleil avec le plan de l'équateur à un moment donné de l'année. Elle vaut  $+23^{\circ}27'$  au solstice d'été et  $-23^{\circ}27'$  au solstice d'hiver et est nulle aux équinoxes [Bel\_08][Roy\_98]. Cet angle varie très peu pendant une journée, ce qui permet d'approcher le mouvement quotidien du soleil par une rotation sur cône d'axe l'équateur, de demi angle au sommet  $\omega = 90^{\circ}$ , L'angle  $\omega$  sera donc fonction du jour de l'année [Bel\_08].

$$\omega = +23.45^{\circ} \cdot \sin\left(\frac{360 \cdot N}{365} - 80\right) \quad (1.3)$$

N est le nombre de jours de l'année.

#### 1.3.4.2 Orientation et inclinaison de la surface de captage

Le placement des panneaux solaires influe beaucoup sur la quantité d'énergie qu'on récupère du rayonnement solaire. Pour installer un panneau solaire on doit se préoccuper à la fois de l'orientation et de l'inclinaison. L'orientation indique tout simplement vers quel point cardinal un panneau est exposé : il peut faire face au Sud, au Nord, à l'Est, à l'Ouest... tout comme la façade d'une maison.

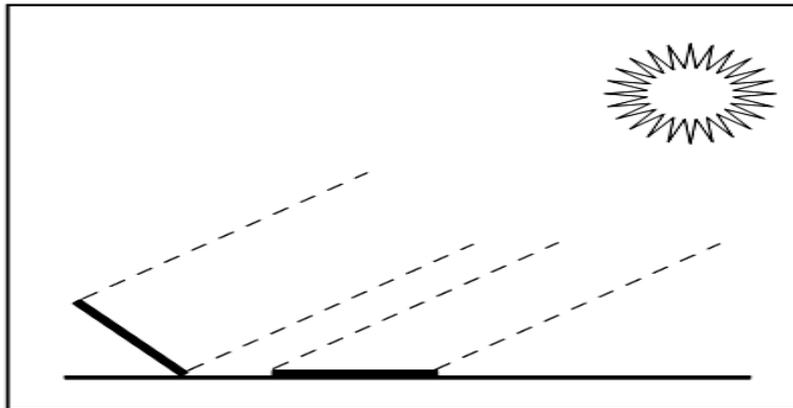
L'inclinaison, quant à elle, est l'angle que fait le panneau avec le plan horizontal. Etant donné que la position du soleil dans le ciel varie constamment, il faudrait idéalement que le panneau suive le soleil. Il existe de tels dispositifs «suiveurs», mais ils consomment une part de l'énergie et sont souvent assez onéreux (pour supporter tous les climats) et demandent de l'entretien. Ils sont surtout justifiés pour de gros systèmes avec concentration et pour des rayonnements directs uniquement.

En pratique, l'inclinaison optimale pour une utilisation annuelle, est déterminée par la règle suivante [Ben, 12]:

$$\text{Inclinaison optimale pour une utilisation annuelle} = \text{Latitude du lieu} + 10^\circ$$

(1.4)

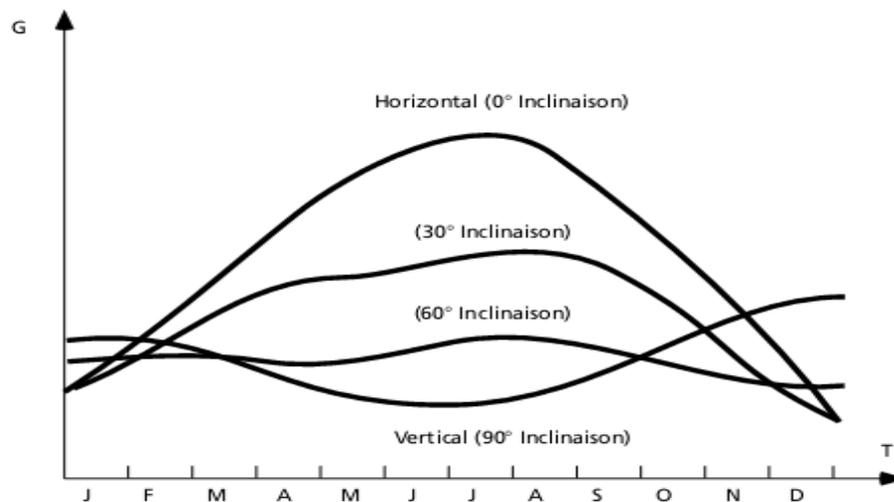
In versement, le rayonnement atteint son intensité maximale lorsque le plan est perpendiculaire aux rayons du Soleil, donc l'intensité du rayonnement solaire sur un plan quelconque augmente quand on l'incline vers le Soleil (figure 1.8).[Roy, 98].



**Figure 1.8** : Les rayonnements solaires captés selon l'inclinaison de plan vers le soleil

On maximise par conséquent la quantité d'énergie solaire directe captée quand on change constamment l'inclinaison du plan pour le maintenir à angle droit avec les rayons du Soleil. Si le plan est fixe, la quantité d'énergie reçue sera moindre, car les rayons du Soleil le frapperont de biais la majorité du temps.

La figure 1.9 montre l'effet de l'angle d'inclinaison sur le rayonnement direct frappant un plan, de mois en mois, à  $45^\circ$  de latitude. Lorsque l'inclinaison est égale à environ  $35^\circ$  par rapport à l'horizontale, le plan capte à peu près la même quantité d'énergie solaire toute l'année. Le rayonnement annuel capté est au maximum lorsque le plan est incliné à un angle égal à la latitude. Toutefois, l'inclinaison des modules devrait rester supérieure à  $10^\circ$  pour assurer un auto-nettoyage lors des pluies. Il existe aussi des structures beaucoup plus complexes qui suivent le soleil dans son mouvement quotidien pour augmenter l'énergie captée, la présence des pièces mobiles réduit la fiabilité et entraîne des coûts supplémentaires élevés. Ces structures sont surtout utilisées pour des systèmes photovoltaïques à concentration où seul le rayonnement direct est concentré sur la surface active. Il arrive cependant qu'il soit impossible d'installer le panneau exactement face au sud [Bel, 08].



**Figure 1.9 :** Effet de l'inclinaison sur le rayonnement, de mois en mois, à 45° de latitude

## 1.4. Les générateurs photovoltaïques

### 1.4.1 Historique

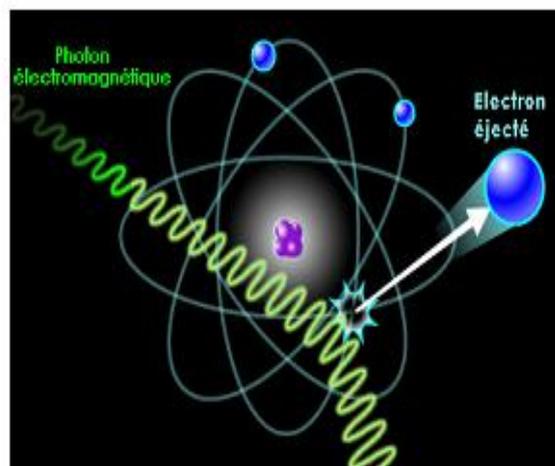
La connaissance de l'effet photovoltaïque date depuis très long temps. Les dates les plus remarquables de son historique sont les suivantes [Flè, 07]:

- **1839** : Le physicien français Edmond Becquerel découvre le processus de l'utilisation de l'ensoleillement pour produire du courant électrique dans un matériau solide. C'est l'effet photovoltaïque.
- **1875** : Werner Von Siemens expose devant l'Académie des Sciences de Berlin un article sur l'effet photovoltaïque dans les semi-conducteurs. Mais jusqu'à la Seconde Guerre Mondiale, le phénomène reste encore une curiosité de laboratoire.
- **1950** : les chercheurs de la compagnie Bell Téléphone, aux États-Unis, parvinrent à fabriquer la première photopile, l'élément primaire d'un système photovoltaïque.[Roy, 98].
- **1954** : Trois chercheurs américains, Chapin, Pearson et Prince, mettent au point une cellule photovoltaïque à haut rendement au moment où l'industrie spatiale naissante cherche des solutions nouvelles pour alimenter ses satellites.
- **1958** : Une cellule avec un rendement de 9 % est mise au point. Les premiers satellites alimentés par des cellules solaires sont envoyés dans l'espace.

- **1973** : La première maison alimentée par des cellules photovoltaïques est construite à l'Université de Delaware.
- **1983** : La première voiture alimentée par énergie photovoltaïque parcourt une distance de 4000 km en Australie.

### 1.4.2. L'effet photovoltaïque

Lorsqu'un photon est absorbé par le matériau, il passe une partie de son énergie par collision à un électron l'arrachant littéralement de la matière figure (1.10). Ce dernier étant précédemment à un niveau d'énergie inférieur où il était dans un état stable passe alors vers un niveau d'énergie supérieur, créant un déséquilibre électrique au sein de la matière se traduisant par une paire électron-trou, de même énergie électrique.



**Figure 1.10** : Collision entre un photon et un atome [Bou, 11]

L'effet photovoltaïque permet de transformer directement la lumière solaire en énergie électrique. Il se manifeste par l'apparition d'une différence de potentiel à la jonction entre un métal et un semi-conducteur ou entre deux semi-conducteurs lorsque le dispositif reçoit un rayonnement lumineux de longueur d'onde adéquate. Industriellement les matériaux les plus utilisés sont à base de silicium [Hat, 08].

Généralement, la paire électron-trou revient rapidement à l'équilibre en transformant son énergie électrique en énergie thermique. De même, toute l'énergie des photons n'arrivant pas à se transformer en électricité est absorbée par le matériau sous forme thermique. Le matériau constituant les capteurs PV a alors sa température interne qui augmente proportionnellement à

l'énergie solaire reçue. Le taux de conversion photon-électron est faible car un certain nombre de conditions doivent être réunies pour que ce phénomène se produise [Pet, 09].

### 1.4.3 Les éléments de base d'un générateur photovoltaïque

#### 1.4.3.1 la cellule photovoltaïque

##### A) Structure et principe de fonctionnement

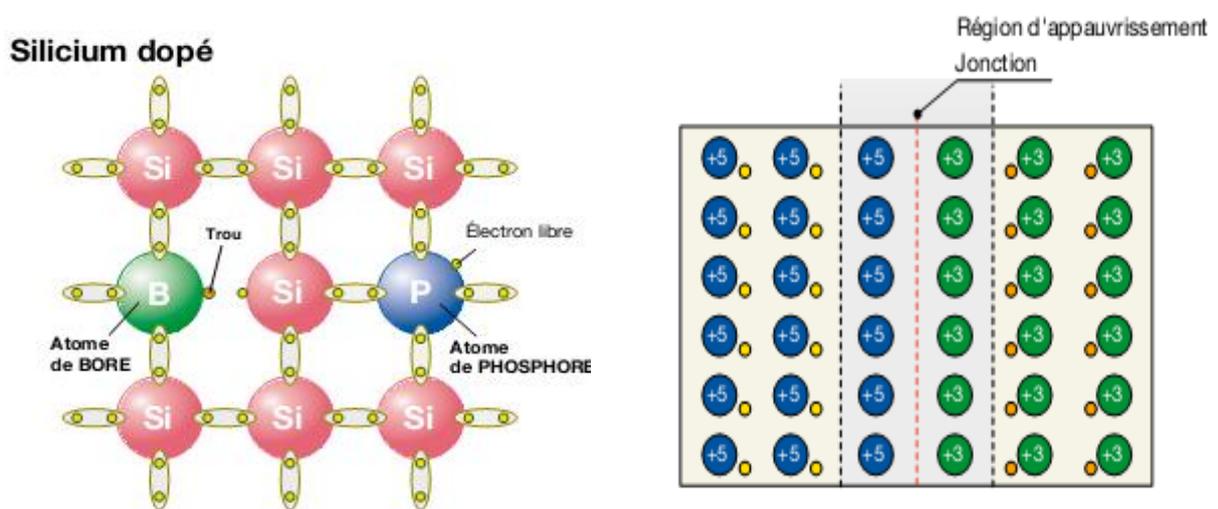
Les photopiles ou cellules photovoltaïques (figure 1.11) sont des composants optoélectroniques qui transforment directement la lumière solaire en électricité. par un processus appelé « effet photovoltaïque », a été découverte par E. Becquerel en 1839 [Bel, 08]. Celui-ci consiste à établir une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière.



**Figure (1.11):** Évolution de la taille des cellules silicium photovoltaïques ces dernières années

Ces cellules sont réalisées à l'aide de matériaux semi-conducteurs, c'est à dire ayant des propriétés intermédiaires entre les conducteurs et les isolants comme les transistors ou les puces dans un ordinateur. On peut la représenter comme une diode plate qui est sensible à la lumière [Oli, 03][Bel, 08] [Roy, 98].

Le fonctionnement de la photopile est basé sur les propriétés électroniques acquises par le silicium quand des atomes étrangers en petit nombre (des "impuretés") sont substitués à des atomes de silicium dans un réseau cristallin (figure 1.12): c'est ce que l'on appelle le dopage :C'est une technique est utilisée pour tous les semi-conducteurs [Flè, 07], [Mer, 10].

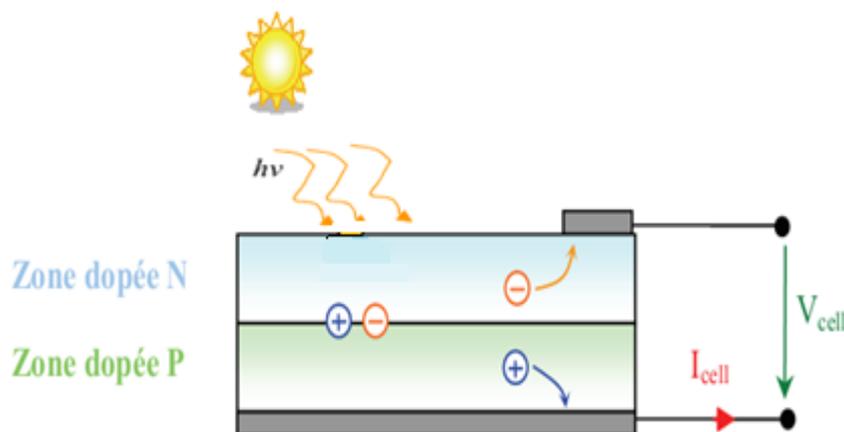


**Figure 1.12** : Exemple d'un matériau semi-conducteur dopé (le silicium)

Donc, le but de la structure photovoltaïque, c'est de créer un champ électrique interne.

### B) La jonction p-n :

La jonction p-n de ces deux matériaux fonctionne comme une diode. Lorsque cette diode est exposée à des photons (figure 1.13) dont l'énergie ( $h\nu$ ) est supérieure à celle de l'énergie du matériau appelée l'énergie de bande gap ( $E_g$ ), le nombre d'électrons libres du semi-conducteur de type-p et celui de trous du semi-conducteur de type-n augmente considérablement. Si les photons incidents ont une énergie inférieure à  $E_g$ , ils ne seront pas absorbés c'est-à-dire leurs énergies ne contribuent pas à la conversion photovoltaïque [Bel, 08].



**Figure 1.13** : Schéma de principe de la conversion photoélectrique

La structure la plus simple d'une cellule photovoltaïque comporte une jonction entre deux zones dopées différemment du même matériau (homojonction) ou entre deux matériaux différents (hétérojonction) [Bel, 08]· [Mer, 10]:

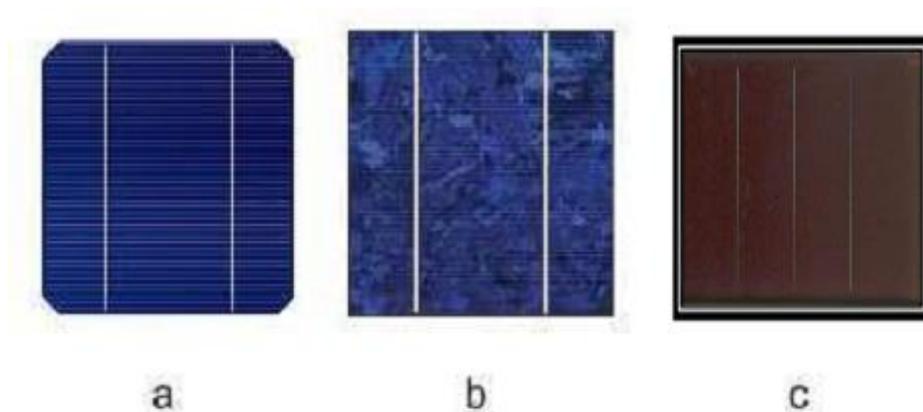
- Si l'atome d'impureté contient plus d'électrons que le silicium, le matériau contiendra des électrons libres en excès : il sera dit de type "n" (figure 1.12, dopage au phosphore).
- Si l'atome d'impureté contient moins d'électrons que le Silicium, le matériau sera déficitaire en électrons : il sera dit de type "p" (figure 1.12 , dopage au bore)

### C) Les différentes technologies des cellules photovoltaïques

Les cellules photovoltaïques sont constituées de semi-conducteurs à base de silicium (Si), de germanium (Ge), de sélénium (Se), de sulfure de cadmium (CdS), de tellure de cadmium (CdTe) ou d'arséniure de gallium (GaAs). Le silicium est actuellement le matériau le plus utilisé pour fabriquer les cellules photovoltaïques, car il est très abondant dans la nature. On le trouve dans la nature sous forme de pierre de silice. La silice est un composé chimique (dioxyde de silicium) et un minéral de formule  $\text{SiO}_2$ . Il est le principal constituant des roches sédimentaires détritiques (sables, grès) [Bou, 11].

Les différents types de cellules PV existants sont [Flè, 07] [Sen, 10] :

- cellules en silicium monocristallin sont gris bleuté ou noir d'un aspect uniforme, rendement de 13 à 17% (figure 1.14-a) ;
- cellules en silicium polycristallin sont bleues d'un aspect mosaïque, rendement de 11 à 15%, (figure 1.14-b) ;
- cellule en silicium amorphe sont de rendement de 6 à 10%, (figure 1.14-c).



**Figure (1.14) :** Types des Cellules photovoltaïques: (a) monocristallin, (b) polycristallin, (c) amorphe

[Bou, 11]

### 1.4.3.2 Le module photovoltaïque

#### A) Définition

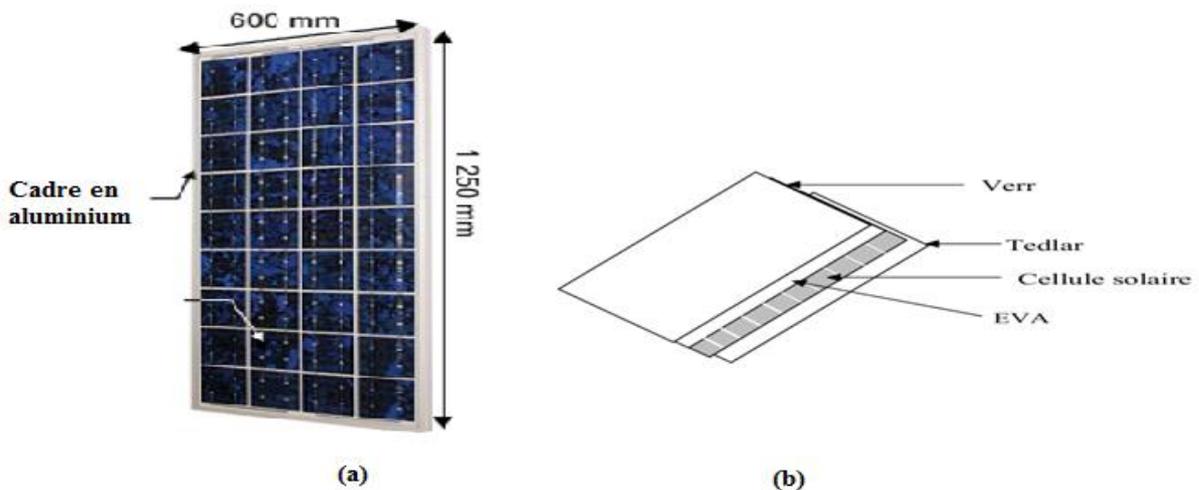
Typiquement une cellule photovoltaïque produit moins de 2 watts sous approximativement 0,5 Volt. En effet pour produire plus de puissance, les cellules solaires sont assemblées pour former un module figure (1.15). Les cellules sont en soudant le contact avant de chaque cellule au contact arrière de la suivante [Hat, 08].

Les modules actuels sont généralement composés de 36 cellules (18 V) ou 72 cellules PV en série (36 V). Les deux dimensions de cellules les plus répandues sont des cellules de 125x125 (5 pouces) ou 150x150 (6 pouces) [Vig, 10], où les connexions en série de ces cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension.

Ces cellules sont protégées de l'humidité, des chocs et des nuisances par encapsulation dans un polymère EVA (éthylènevinyl- acétate) et protégé sur la surface avant d'un verre, trempé à haute transmission et de bonne résistance mécanique, et sur la surface arrière d'une ou de polyéthylène [Bel, 08], [Sen, 10].

Les modules sont généralement entourés d'un cadre rigide en aluminium anodisé comprenant des trous de fixation, permet la fixation de ce module sur différents types de supports, donc les modules photovoltaïques assurent les fonctions suivantes [Bel, 08] :

- protection des cellules contre les agents atmosphériques ;
- protection mécanique et support ;
- connexion électrique entre cellules et avec l'extérieur.



## B) Caractéristiques électriques des modules solaires :

**1. La puissance de crête,  $P_c$  :** Puissance électrique maximum que peut fournir le module dans les conditions standards (25°C et un éclairement de 1000 W/m<sup>2</sup>) Ceci correspond approximativement à une exposition perpendiculaire aux rayons du soleil le midi par temps clair, Il s'agit donc de conditions idéales conventionnelles qui sont très rarement remplies dans la pratique. La puissance crête sera proportionnelle à la surface du module [Bel, 08], [Roy, 98],[Cha, 08].

**2. Rendement :** Rapport de la puissance électrique maximale à la puissance de la radiation incidente à la température de référence (Ex : une cellule de silicium monocristallin ayant une surface de 100 mm aura une efficacité d'environ 14 % et produira environ 1,4 Wc à 0,5 volt) [Bel, 08], [Boi, 2008], [Has, 10].

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_i} = \frac{I_m V_m}{S_{eff} G} \quad (1.5)$$

Où :  $P_i$  est la puissance incidente,  $S_{eff}$  la surface effective de la cellule solaire,  $G$  le flux incident et  $(I_m, V_m)$  les Coordonnées du point de fonctionnement maximale.

**3. Facteur de forme:** On appelle facteur de forme FF ( En anglais: filling factor ), rapport entre la puissance maximale  $P_m$  pouvant être extraite ( $I_m * V_m$ ) de la photopile sous les conditions de mesures standardisées et la puissance maximale que peut avoir la cellule :  $V_{co} * I_{cc}$  [Bel, 08].

La qualité électrique de la cellule est déterminée par le facteur de forme FF, donné par l'équation suivante [Roy, 98], [Lel, 07] :

$$FF = \frac{I_m \cdot V_m}{I_{cc} \cdot V_{co}} \quad (1.6)$$

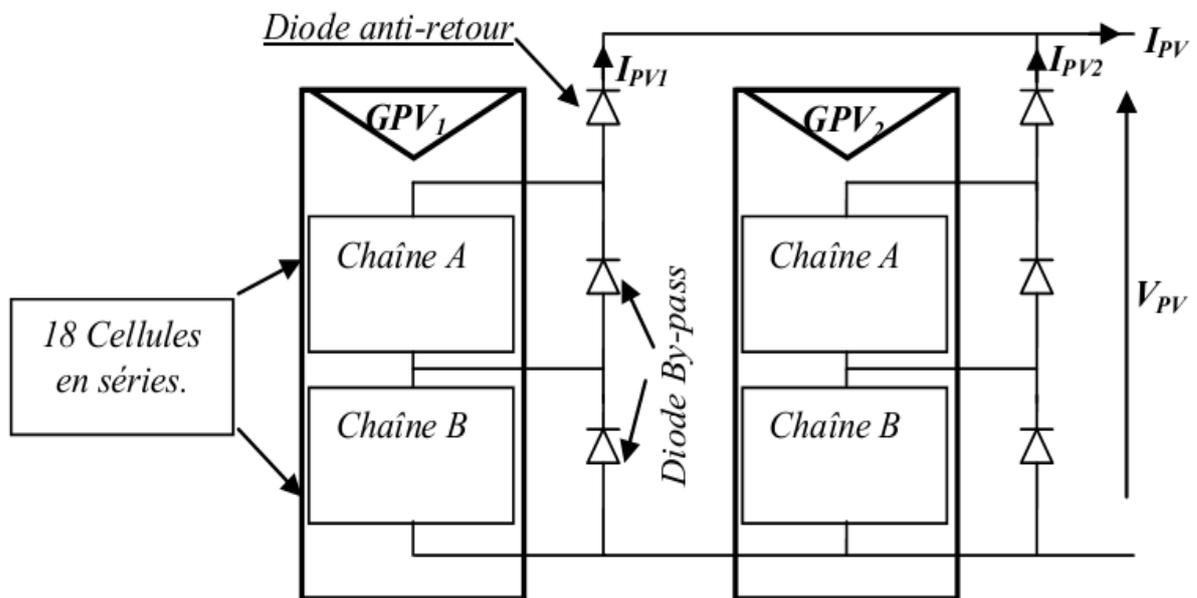
Pour une cellule de fabrication industrielle, le facteur de forme est de l'ordre de 70 % [Aki, 07], [Roy, 98].

## 1.5. La protection des modules solaires

Pour garantir une durée de vie importante d'une installation photovoltaïque destinée à produire de l'énergie électrique sur des années, des protections électriques doivent être ajoutées aux modules commerciaux afin d'éviter des pannes destructrices liées à l'association de

cellules en séries et de panneaux en parallèles. Pour cela, deux types de protections classiques sont utilisés dans les installations actuelles figure (1.16) :

**1.5.1 La diode anti-retour :** empêchant un courant négatif dans les GPV (pour éviter les courants inverses) [Oil, 03], [Bel, 08]. Ce phénomène peut apparaître lorsque plusieurs modules sont connectés en parallèle, ou bien quand une charge en connexion directe peut basculer du mode récepteur au mode générateur [Lab, 06], [Roy,98], [Chi, 11].



**Figure 1.16 :** Exemple d'association sécurisée de deux modules PV commerciaux en parallèle avec leurs diodes de protection.

### 1.5.2 Les diodes by-pass

Les diodes by-pass peuvent isoler un sous-réseau de cellules lorsque l'éclairement n'est pas homogène évitant ainsi l'apparition de points chauds et la destruction des cellules mal éclairées. La mise en conduction de ces diodes affecte la caractéristique de sortie du générateur, comme illustré sur la figure (1.17), par la perte d'une partie de la production d'énergie et par la présence de deux maximums de puissance.

Toutefois, il importe de prendre quelques précautions car l'existence de cellules moins efficaces ou l'occlusion d'une ou plusieurs cellules (dus à de l'ombrage, de la poussière, etc.) peuvent endommager les cellules de façon permanente [Bel, 08], [Lab, 06], [Roy, 98], [Chi, 11].

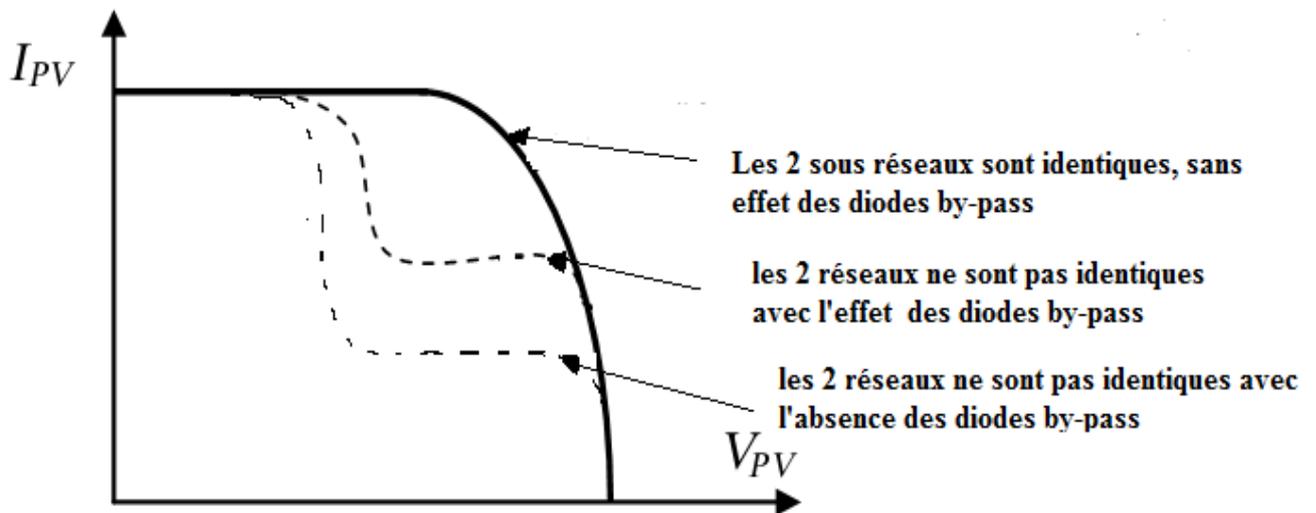


Figure 1.17: Effet de la diode by-pass sur la caractéristique I(V)

## 1.6. Modélisation d'un générateur photovoltaïque

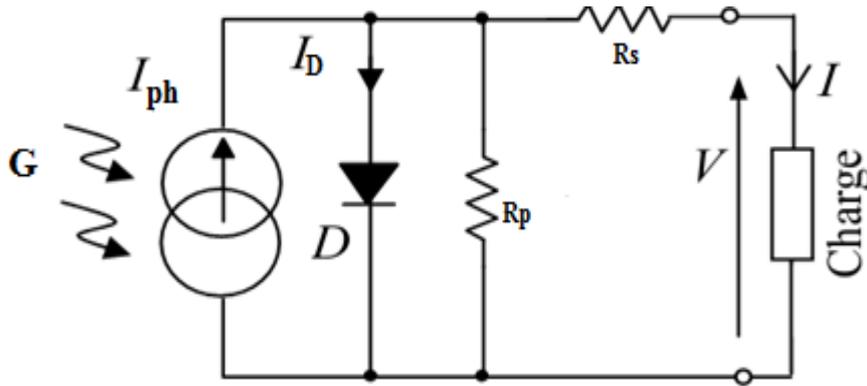
### 1.6.1 Modèles d'un module photovoltaïque

Le modèle électrique d'une cellule solaire consiste en une source de courant idéale, branchée avec une ou deux diodes en parallèle et une résistance série  $R_s$ , la première diode  $D1$  décrit les propriétés de semi conducteur de la cellule et la seconde  $D2$  modélise le phénomène de recombinaison des porteurs de charge [Bel, 08].

#### 1.6.1.1 Modèle d'une diode

C'est le modèle le plus classique de la littérature il fait intervenir un générateur de courant pour la modélisation d'un flux lumineux incident, une diode pour la polarisation et deux résistances (séries et shunt, pour les pertes). Le modèle d'une cellule est celui de la figure ci-dessous [Bel, 08] :

Elle est constituée d'une diode ( $D$ ) caractérisant la jonction PN, une source de courant ( $G$ ) caractérisant la photo courant, une résistance série ( $R_s$ ) représentant les pertes par effet joule et une résistance shunt ( $R_p$ ) simulant les fuites entre la grille supérieure et le contact arrière de l'élément. Elle est généralement très supérieure à  $R_s$  et peut être placée indifféremment dans le schéma équivalent [Tia, 11].



**Figure 1.18 :** Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque avec une diode

Le courant délivré sur une charge par une cellule solaire éclairée s'écrit [Roy, 98], [Oil, 03], [Pet, 09] :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_D - I_P \quad (1.7)$$

$I_{pv}$  : Courant de la charge

$I_{ph}$  : Courant photo généré.

$I_d$ : Le courant traversant la diode.

$I_p$ : Le courant traversant la résistance parallèle.

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{sa} \left[ \exp\left(\frac{q(V_{pv} + R_s I_{pv})}{nKT}\right) - 1 \right] - \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_p} \quad (1.8)$$

$$I_p = \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_p}$$

$$I_d = I_{sa} \left[ \exp\left(\frac{q(V + R_s I_{pv})}{nKT}\right) - 1 \right]$$

$I_{sa}$  : Courant de saturation de la diode

$n$  = coefficient d'idéalité de la diode

$q$  : charge élémentaire

$K$  : constante de Boltzmann

$T$  : la température de la cellule

Pour simplifier ce modèle, on peut poser que [Tia, 11] :

$$V_{th} = \frac{q}{nKT} \quad (1.9)$$

$V_{th}$  : La tension thermique

Donc :

$$I = I_{ph} - I_{sa} \left[ \exp\left(\frac{(V_{pv} + R_s I_{pv})}{V_{th}}\right) - 1 \right] - \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_p} \quad (1.10)$$

En pratique la résistance shunt (parallèle) est très grande, à partir de ça le terme

$$\frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_p} \rightarrow 0$$

Aussi  $I_{ph}$  le courant photo générer représente le courant de court circuit  $I_{cc}$  du module photovoltaïque. La tension thermique  $V_{th}$  et le courant de saturation  $I_{sa}$  s'identifient par:

$$V_{th} = \frac{V_m + R_s I_m - V_{co}}{\log\left(1 - \frac{I_m}{I_{cc}}\right)} \quad (1.11)$$

$$I_{sa} = (I_{cc} - I_m) \exp\left[-\frac{V_m + R_s I_{pv}}{V_{th}}\right] \quad (1.12)$$

$I_{cc}$  : Intensité de court-circuit

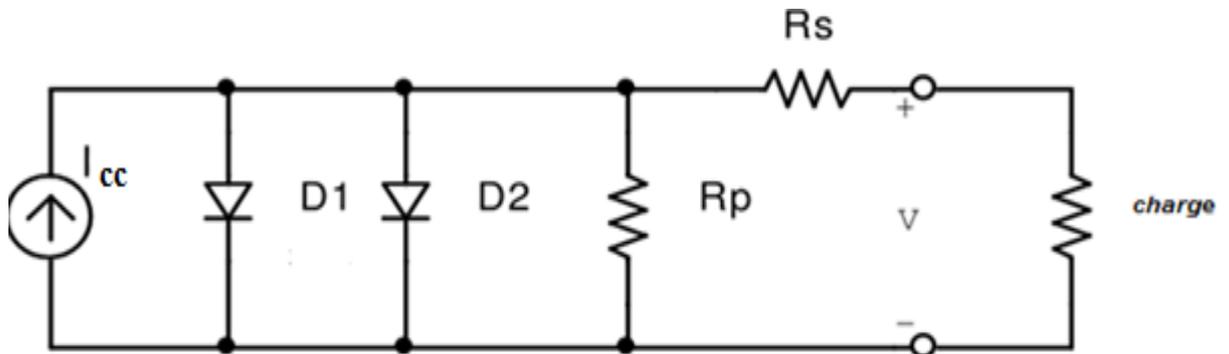
$V_{co}$  : Tension de circuit ouvert

$I_m$  : Courant de point de Puissance maximale

$V_m$  : Tension de point de Puissance maximale

### 1.6.1.2 Modèle à deux diodes

Nous avons , cette fois ci, deux diodes pour les phénomènes de polarisation de la jonction PN et deux résistances( séries et shunt ) pour les pertes le modèle d'un cellule est celui de la figure 1.19 [Oli, 03],[Aki, 07], [Lel, 07] :



**Figure 1.19** : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque avec deux diodes

Le courant délivré sur une charge par un modèle de cellule solaire à deux diodes s'écrit [Bel, 08] :

$$I_{pv} = I_{cc} - I_{D1} - I_{D2} - I_P \quad (1.13)$$

$$I_{d1} = I_{s1} \left[ \exp\left(\frac{q(V_{pv} + R_s I_{pv})}{n_1 K T}\right) - 1 \right] \text{ Le courant traversant la diode } D_1$$

$$I_{d2} = I_{s2} \left[ \exp\left(\frac{q(V_{pv} + R_s I_{pv})}{n_2 K T}\right) - 1 \right] \text{ Le courant traversant la diode } D_2$$

Où

$I_{s1}$  : Courant de saturation de la diode  $D_1$ ,

$I_{s2}$  : Courant de saturation de la diode  $D_2$

$n_1, n_2$  : coefficients d'idéalité des diodes  $D_1, D_2$  respectivement.

## 1.6.2 Les caractéristiques $I=f(V)$ d'un module photovoltaïque

Le modèle à une diode (empirique) est actuellement le plus utilisé en raison de sa simplicité. Il permet d'exprimer l'intensité d'un module PV en fonction de la tension à ses bornes et des conditions climatiques (ensoleillement et température ambiante) [Bel, 08].

Pour tracer les caractéristiques  $I=f(V)$ , il faut trois points de mesure, fournie par le constructeur [Tia, 11] :

- le point de court-circuit ( $I_{cc}, 0$ ) ;
- le point à circuit ouvert ( $0, V_{co}$ ) ;
- le point optimum ( $I_m, V_m$ ) où le module délivre sa puissance maximale.

Les figures 1.20a et 1.20b donnent, sous l'environnement Matlab / simulink, les caractéristiques  $I=f(V)$ ,  $P=f(V)$  du module photovoltaïque **ENIESOLAR-75**.

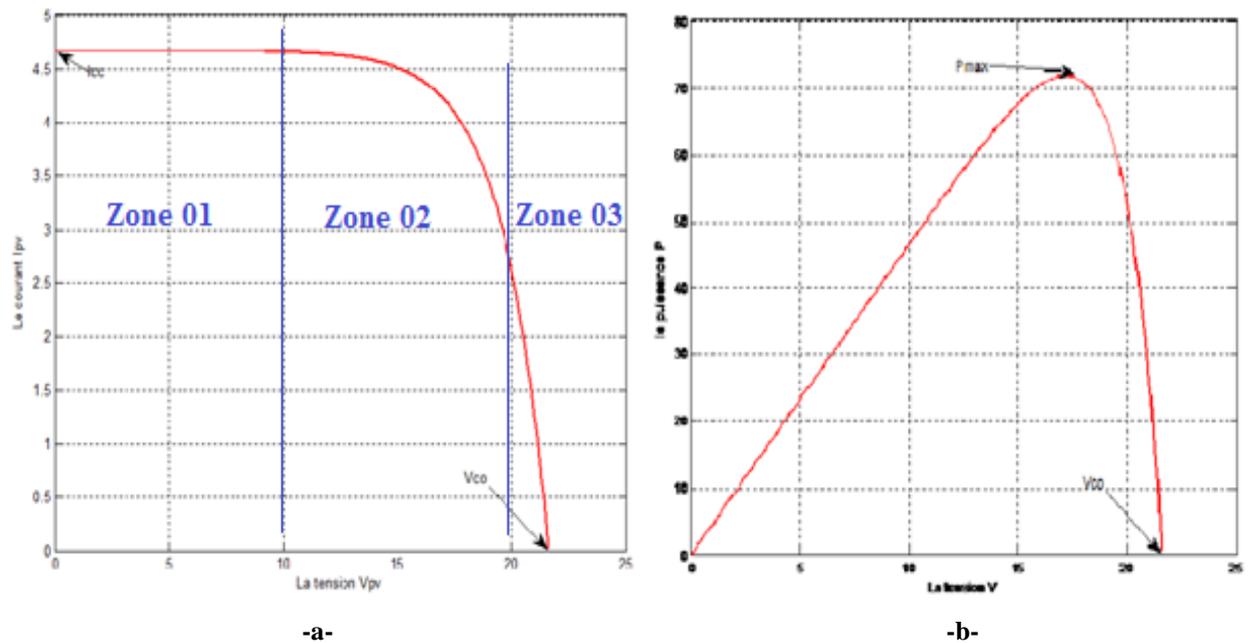


Figure (1.20): Les caractéristiques a)  $I=f(V)$ , b)  $P=f(V)$

La figure (1.20 a) montre les trois zones essentielles :

**a) La zone (1) :** où le courant reste constant quelle que soit la tension, pour cette région le générateur photovoltaïque fonctionne comme un générateur de courant.

**b) La zone (2) :** correspond au coude de la caractéristique ; c'est la région intermédiaire entre les deux zones (1) et (3). Elle représente la région préférée pour le fonctionnement du générateur, où le point optimal (caractérisé par une puissance maximale) peut être déterminé.

**c) La zone (3) :** qui se distingue par une variation de courant correspondant à une tension presque constante, dans ce cas le générateur est assimilable à un générateur de tension.

En effet, pour un éclairement et une température donnés, la tension en circuit ouvert ou à forte charge est à peu près constante (assimilable à une source de tension), tandis qu'en court-circuit ou à faible charge le courant est pratiquement constant (source de courant).

Le générateur n'est alors ni vraiment une source de tension ni vraiment une source de courant non plus [Oul, 08].

### 1.6.3 Les caractéristiques $I=f(V)$ d'un générateur photovoltaïque

Afin d'obtenir des puissances de quelques kW à quelques MW, sous une tension convenable, il est nécessaire d'associer les modules en série (augmenter la tension) et en parallèle (augmenter le courant) pour former un panneau (ou champ PV) [Has, 10].

Pour un générateur de  $N_p$  modules en parallèles et  $N_s$  modules en séries les paramètres du générateur sont liés à ceux du module par les relations suivantes [Tai, 11], [Chi, 11] :

$$\left\{ \begin{array}{l} I_{cc} = N_p I_{cc\_m} \\ I_{op} = N_p I_{op\_m} \\ V_{co} = N_s V_{co\_m} \\ V_{op} = N_s V_{op\_m} \\ V_{th} = N_s V_{th\_m} \\ I_s = N_p I_{s\_m} \end{array} \right. \quad (114)$$

L'indice **m** montre que cette grandeur est liée au module.

La modélisation d'un panneau composé de " $N_s$ " modules en série et " $N_p$ " modules en parallèle est donnée par l'équation :

$$I = N_p I_{ph} - N_p I_s \left[ \exp\left(\frac{(V + R_{sg} I)}{N_s V_{th}}\right) - 1 \right] - \frac{V + R_{gs} I}{R_{pg}} \quad (1.15)$$

Avec  $R_{sg}$  et  $R_{pg}$  résistance série et parallèle du générateur défini par :

$$R_{sg} = \frac{N_s}{N_p} \cdot R_s \quad \text{et} \quad R_{pg} = \frac{N_s}{N_p} \cdot R_p$$

Aussi, le courant et la tension de sortie du générateur solaire dans une rangée photovoltaïque sont [Arr, 07] :

$$V_g = \sum_{i=1}^{N_s} V_i = V_1 + V_2 + V_3 + \dots + V_{N_s} \quad (1.16)$$

$$I_g = \sum_{i=1}^{N_p} I_i = I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_{N_p} \quad (1.17)$$

La puissance de sortie du générateur solaire ( $P_{out}$ ) est donnée par:

$$P_g = \sum_{i=1}^{N_s} V_i \sum_{i=1}^{N_p} I_i = (V_1 + V_2 + V_3 + \dots + V_{N_s})(I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_{N_p}) \quad (1.18)$$

## 1.7 Influence des paramètres internes et externes sur la caractéristique I(V)

### 1.7.1. Influence des paramètres internes (résistances parallèle et série)

Une photopile comporte en réalité une résistance série ( $R_s$ ) et une résistance en dérivation ou shunt ( $R_p$ ). Ces résistances auront une certaine influence sur la caractéristique I-V de la photopile

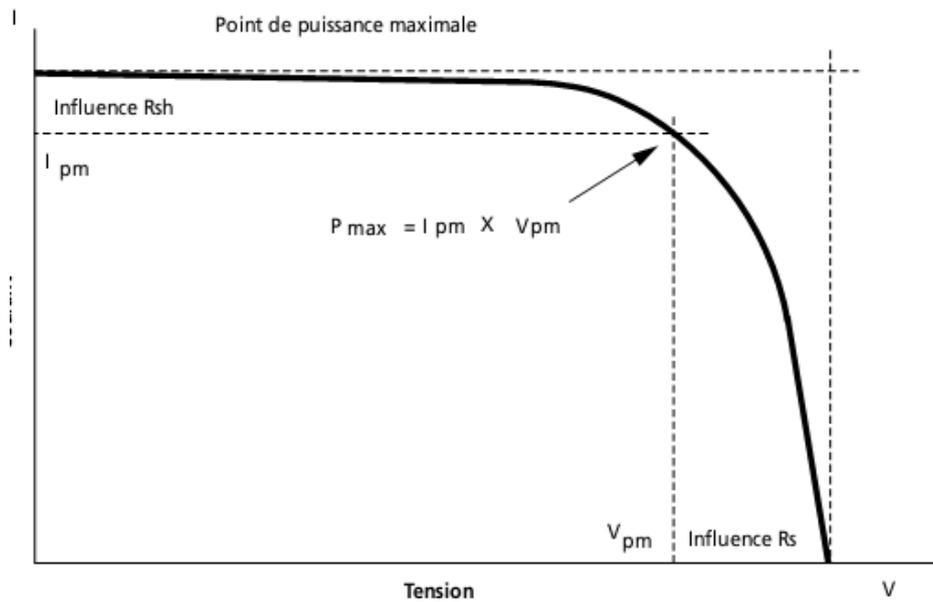
- la résistance série est la résistance interne de la cellule; elle dépend principalement de la résistance du semi-conducteur utilisé, de la résistance de contact des grilles collectrices et de la résistivité de ces grilles [Aki, 07].

On peut calculer ces résistances par les relations suivantes [Abb, 11] :

$$\left(\frac{dV}{dI}\right)_{V=V_{co}} = -R_s \quad (1.19)$$

- la résistance parallèle (shunt) est due à un courant de fuite au niveau de la jonction ; elle dépend de la façon dont celle-ci a été réalisée [Abb, 11], [Roy, 98] [Bou, 11] :

$$\left(\frac{dV}{dI}\right)_{I=I_{cc}} = -R_p \quad (1.20)$$



**Figure 1.21 :** Influence des résistances shunt et série sur la caractéristique I -V d'un GPV

### 1.7.2. Influence des paramètres externes :

Pour des variations aux niveaux d'éclairements et de températures, on fait recours aux lois suivantes :

$$\Delta T = T - T_r \quad (1.21)$$

$$\Delta I = \alpha \left( \frac{G}{G_r} \right) \Delta T + \left( \frac{G}{G_r} - 1 \right) I_{cc} \quad (1.22)$$

$$\Delta V = -\beta \cdot \Delta T - R_s \Delta I \quad (1.23)$$

Donc les nouvelles valeurs de courant et de tension sont:

$$V = V_r + \Delta V \quad (1.24)$$

$$I = I_r + \Delta I \quad (1.25)$$

Donc, les équations (1.22) et (1.25) donnent :

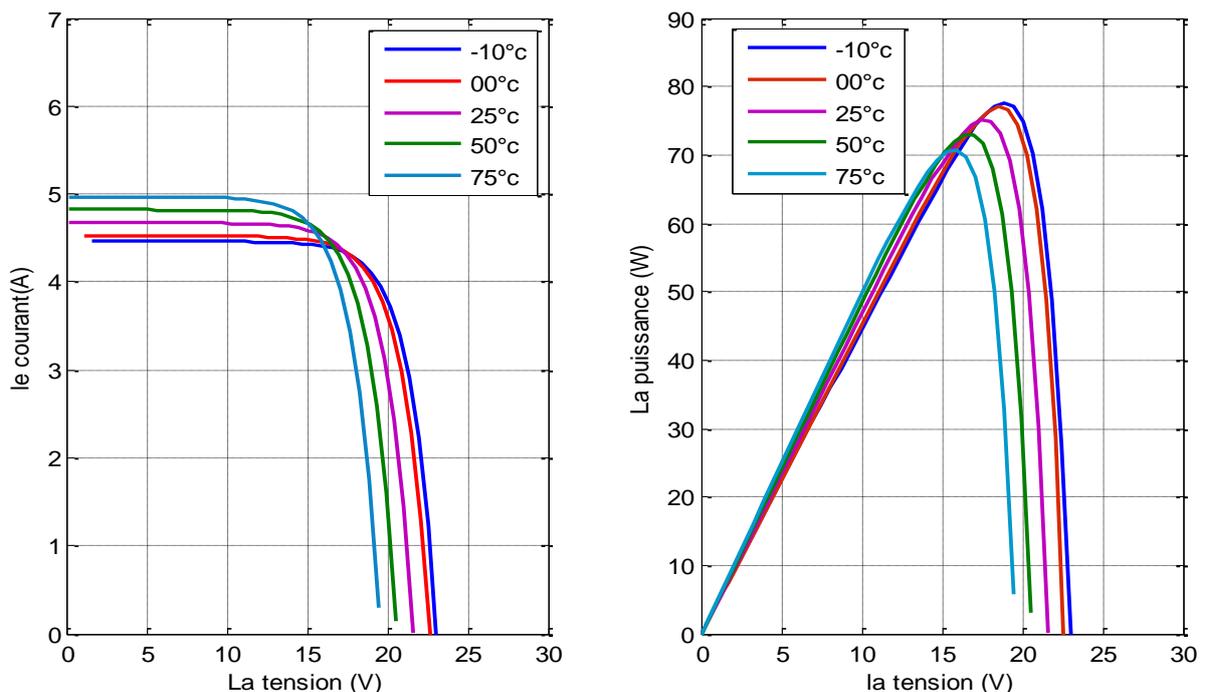
$$I_{cc} = (I_{cc-ref} + K_I \Delta T) \frac{G}{G_r} \quad (1.26)$$

### 1. 7.2 .1 Influence de la température sur les caractéristiques I(V)

La température est un paramètre très important dans le fonctionnement des cellules solaires vu que les propriétés électriques d'un semi-conducteur sont très sensibles à la température [Kas, 07].

L'influence de la température est non négligeable sur la caractéristique courant/tension d'un semi-conducteur. Pour le silicium, lorsque la température augmente, le courant augmente d'environ  $0,025 \text{ mA/cm}^2/\text{°C}$  alors que la tension décroît de  $2,2 \text{ mV/°C/cellule}$ . Cela se traduit par une baisse de puissance d'environ  $0,4\%/\text{°C}$ . Cette influence devra être prise en compte lors du dimensionnement du générateur photovoltaïque [Roy, 98].

Sur la figure (1.22), nous reportons les caractéristiques courant-tension pour différentes températures, sous un ensoleillement donné ( $E=1000\text{W/m}^2$ ).



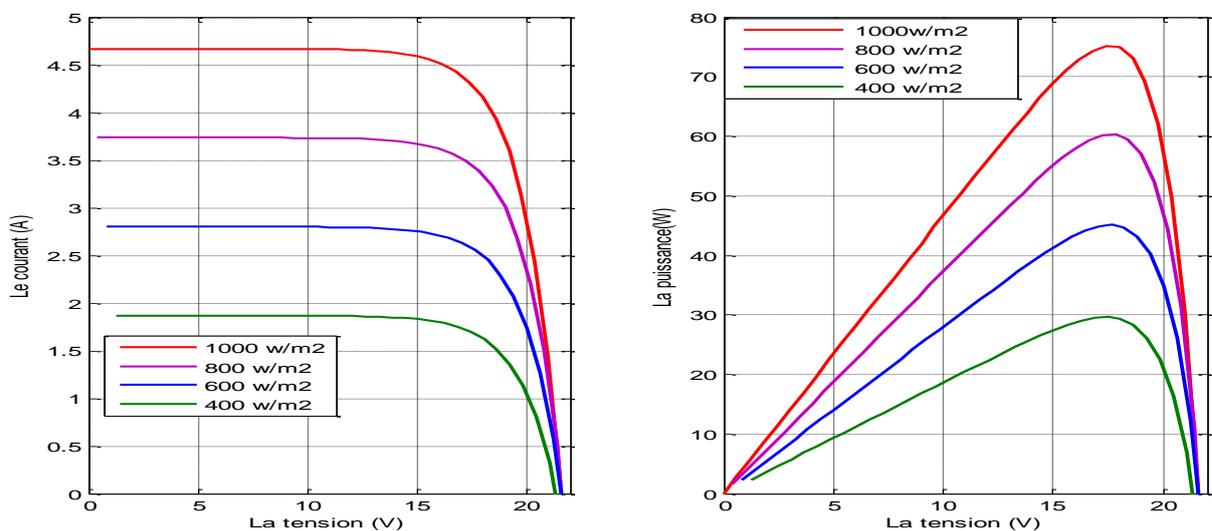
**Figure 1.22 :** Effet de la température sur la caractéristique I-V et P-V

On remarque l'importance des variations de la tension et le courant gagne un petit peu d'intensité lorsque la température augmente; ceci peut être expliqué par une meilleure absorption de la lumière, le gap baissant lorsque la température augmente. L'accroissement du courant peut être négligé au point de puissance maximale et le comportement global de la cellule [Bel, 08].

### 1. 7.2 .2 Influence du rayonnement sur les caractéristiques I(V)

De la même manière que la température, la jonction PN réagit différemment selon l'énergie qu'elle reçoit. Plus elle reçoit d'énergie plus elle en restitue. Pour une installation photovoltaïque, la variation de 50 % de l'éclairement ou de la charge induit une dégradation de la puissance fournie par le générateur PV de l'ordre de 50 %; en plus le générateur PV ne fonctionne plus dans les conditions optimums [Kas, 07].

Pour différents niveaux d'éclairement figure (1.23), on remarque que le courant est directement proportionnel à l'irradiation à ces niveaux d'éclairement. La tension par contre n'est pas très dégradée lorsque l'irradiation baisse [Bel, 08].



**Figure 1.23:** Effet de la variation d'éclairement sur la caractéristique I-V et P-V

Nous avons vu que le courant produit par la photopile ( $I_{ph}$ ) est pratiquement proportionnel au flux lumineux ( $\phi$ ). Par contre, la tension (V) aux bornes de la jonction varie peu car elle est fonction de la différence de potentiel à la jonction N-P du matériau lui-même (pour le silicium monocristallin, elle est de 590 mV pour  $T_j = 25$  °c). La tension de circuit ouvert ne diminuera que légèrement avec le flux lumineux. Ceci implique donc que :

- la puissance optimale de la cellule ( $P_m$ ) est pratiquement proportionnelle à l'éclairement ;
  - les points de puissance maximale se situent à peu près à la même tension [Roy, 98].
- L'augmentation du flux lumineux se traduit en somme par le déplacement de la caractéristique I-V suivant l'axe des courants.

L'accroissement du courant de court-circuit est beaucoup plus important que celui de la tension à circuit ouvert, étant donné que le courant de court-circuit est une fonction linéaire de l'éclairement, alors que celle de la tension à circuit ouvert est logarithmique [Tia, 11].

## 1.8. Classification des générateurs photovoltaïques

En fonction de leur taille, on peut classer les générateurs photovoltaïques de la manière suivante [Abb, 11]:

### 1.8.1 Générateurs de petite taille (P=1 à 10 kW)

Pour des applications sur les toits de maisons individuelles ou d'institutions publiques telles que les écoles, parkings,... Elles se connectent au réseau basse tension.

### 1.8.2 Générateurs de taille moyenne (P=10 à 100 kW)

Ce type de système peut se trouver installé et intégré sur un édifice, sur un toit ou une façade. Il peut être connecté à la basse ou à la moyenne tension du réseau de distribution électrique selon sa taille.

### 1.8.3. Générateurs de grande taille ( $P \geq 500$ kW)

Ce sont des systèmes centralisés et sont des propriétés de compagnies d'électricité. On peut également classer ces systèmes selon qu'ils soient munis de batteries de stockage ou non. Les caractéristiques de ces générateurs illustrées dans la figure suivante :

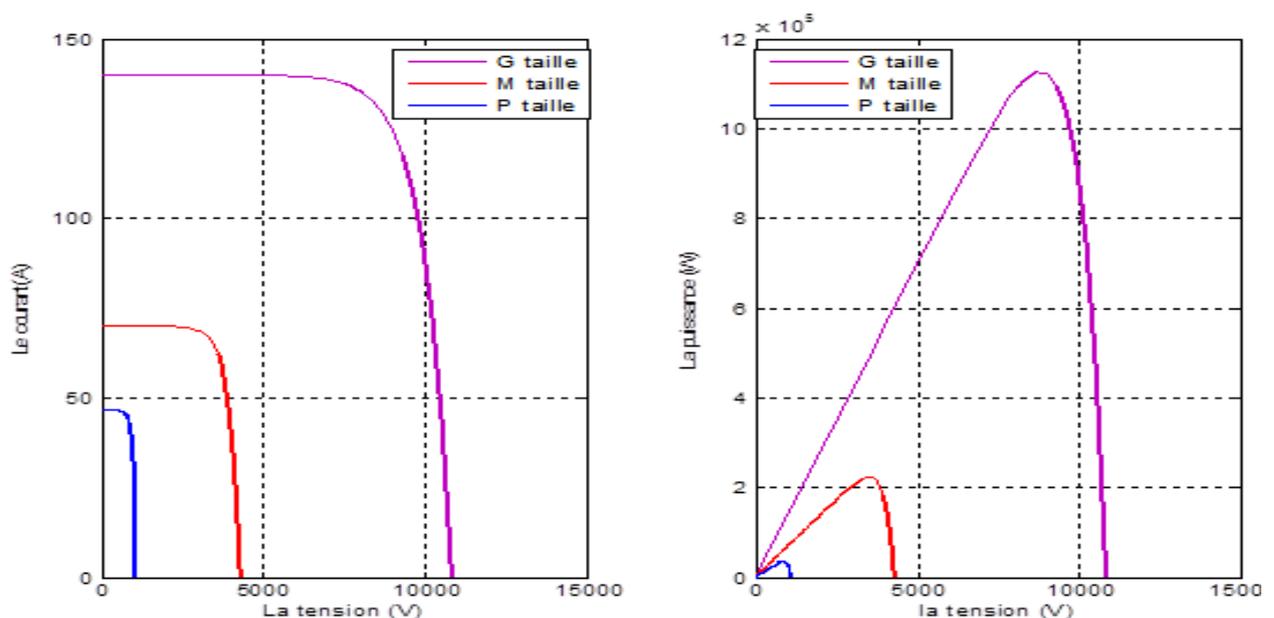


Figure 1.24 : Les caractéristiques des différents générateurs photovoltaïques en fonction de leurs tailles

## 1.9. Modes d'exploitation des systèmes photovoltaïques

Le système photovoltaïque est constitué par un panneau photovoltaïque une interface de puissance et une charge bien qu'il existe une grande variété de modes d'exploitation des systèmes photovoltaïques que relie ces composantes, ils peuvent être divisés en trois catégories distincts : autonome, raccordé au réseau et systèmes hybrides [Arr, 07], [Hat, 08], [Roy, 98], [Cha, 08] :

### 1.9.1 Le mode autonome

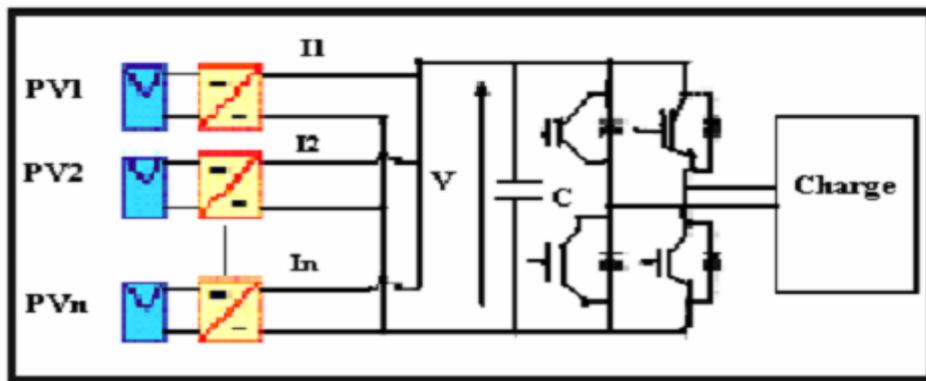


Figure 1 .25: Exemple de la structure d'un système PV autonome

On distingue deux types selon les besoins de la charge [Roy, 98] :

**1.9.1.1. Système autonome sans batterie.** Ce type de système ne requiert pas de stockage d'électricité, soit parce que la production d'énergie des cellules est suffisante sous un faible éclairage (ex. : calculatrice), soit que le temps de fonctionnement de la charge n'est pas critique (ex. : pompage photovoltaïque: le réservoir d'eau sert de stockage).

**1.9.1.2. Système autonome avec batterie.** C'est le système photovoltaïque le plus commun. Le champ PV sert de chargeur pour la batterie. L'électricité peut alors être utilisée en tout temps. (Ex. l'éclairage d'une maison dans la nuit).

### 1.9.2 Le mode raccordée au réseau

Dans ce mode, le panneau PV est connecté au réseau électrique. Le système photovoltaïque est muni de convertisseurs de puissance pour adapter l'énergie produite par les panneaux PV. Ces convertisseurs sont composés d'un hacheur muni d'un MPPT, d'un filtre, d'un onduleur et d'une électronique appropriée pour assurer l'adaptation en amplitude et en fréquence avec le réseau (accrochage au réseau) comme le montre la figure (1.26). L'énergie produite par les

modules est directement consommée par les Charges locales de l'habitat. L'éventuel surplus de production par rapport à la consommation Instantanée est injecté sur le réseau. Le réseau est utilisé en appoint à la production PV [Ben, 12].

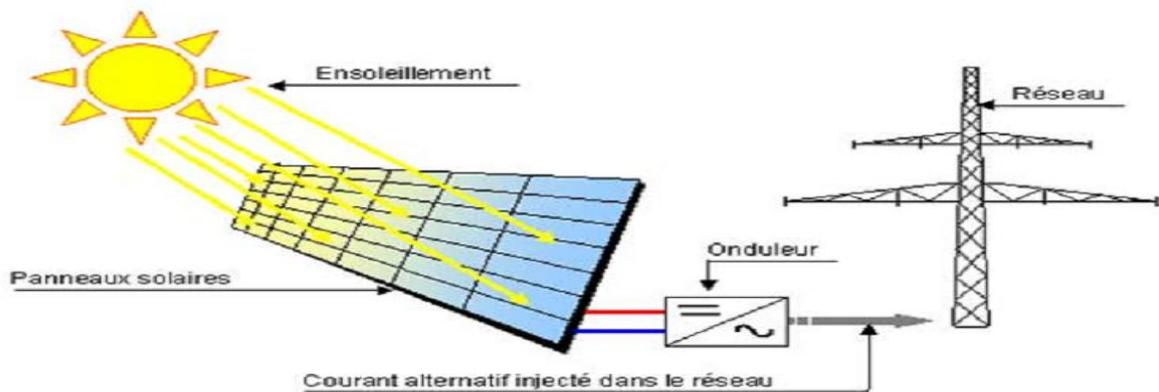


Figure 1 .26: Exemple de la structure d'un système PV connecté au réseau

### 1.9.3 Le mode hybride

Ils sont souvent utilisés pour les tours de communications ainsi que pour les refuges et les camps forestiers en régions éloignées. Ils peuvent également être couplés avec d'autres sources d'énergie telles les éoliennes et les microcentrales hydrauliques, lorsqu'il y a une complémentarité des productions électriques. Ce type de système s'applique particulièrement bien à des sites éloignés où il est important d'avoir de l'électricité à tout moment, où les coûts de transport du carburant sont élevés et où il n'est pas encore rentable d'utiliser le système photovoltaïque seul avec les batteries (figure 1.27).

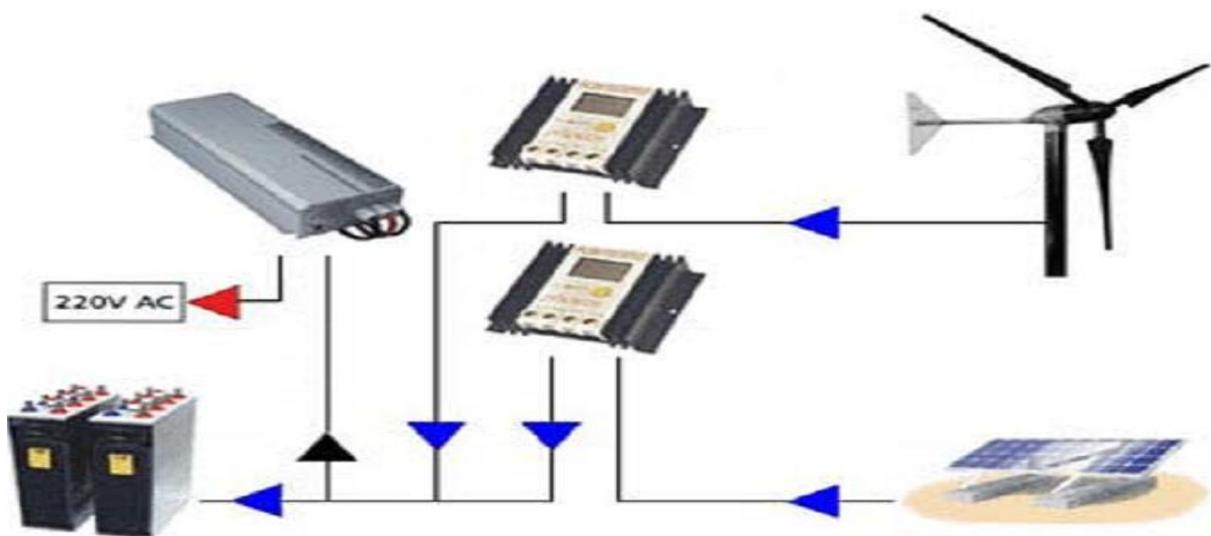


Figure 1 .27: Exemple de la structure d'un système PV hybride

## 1.10. Conclusion

Ce chapitre nous a permis d'exposer une description générale des Systèmes de génération renouvelables qui semblent être réellement une solution durable et respectueuse de l'environnement pour remplacer les énergies fossiles.

On a vu que la production d'énergie basée sur l'énergie solaire constitue un excellent moyen de protéger l'environnement et d'acquérir une sécurité à long terme sur le plan énergétique dans notre pays car il nous semble que le soleil est la ressource la mieux partagée et donc celle qui se prête le mieux à la production décentralisée d'électricité.

De même, nous avons donné un bref aperçu sur les différentes liaisons entre générateur PV et charge que nous donnent les modes des systèmes photovoltaïques.

Dans ce qui suit nous nous intéresserons à la modélisation des systèmes de conversion photovoltaïque sans batterie raccordés aux réseaux électriques.

---

## **CHAPITRE 2**

# **Généralités sur les convertisseurs DC/DC et DC/AC des systèmes photovoltaïques**

## 2.1 Introduction

Après avoir étudié et cité les différents composants d'un générateur photovoltaïque, nous passons maintenant à l'étude d'une chaîne de conversion de puissance photovoltaïque.

Dans un système de conversion des énergies photovoltaïques, les convertisseurs sont utilisés pour bien adapter la source à la charge. Ces convertisseurs peuvent être en courant continu, comme dans le cas d'utilisation des MPPT pour une exploitation maximale de la puissance fournie par le générateur PV, ou en courant alternatif comme dans le cas d'utilisation des charges en courant alternatif.

On s'intéresse dans ce chapitre à l'étude des deux types de convertisseurs DC/DC et DC/AC.

## 2.2. Les systèmes de conversion de puissance photovoltaïque

La conversion de puissance peut contenir les deux étapes, une première conversion DC/DC puis une conversion DC/AC. Dans les systèmes photovoltaïques connectés aux réseaux, le convertisseur DC/DC a généralement le rôle d'augmenter la tension pour que l'onduleur puisse réaliser un courant sinusoïdal à la tension du réseau (figure 2.1). Les convertisseurs sont reliés par un bus DC. Les fonctions demandées par les applications PV peuvent ici être réparties entre les deux convertisseurs [Vig, 10].

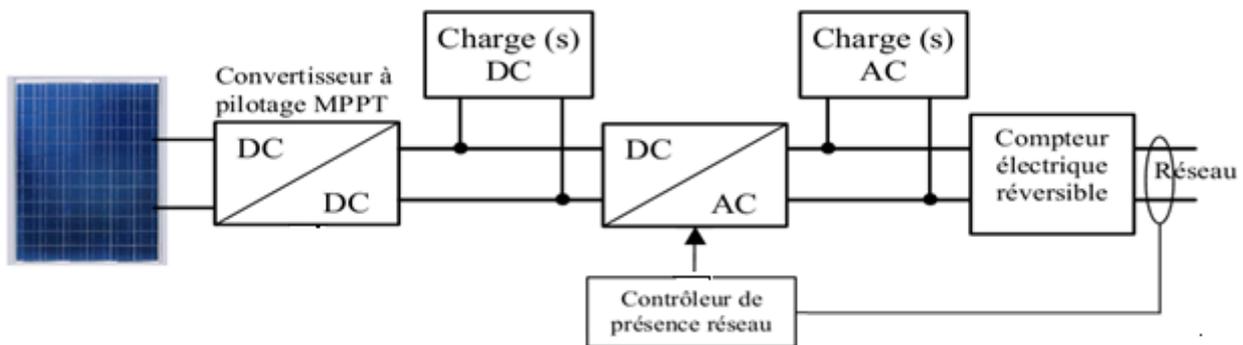


Figure 2.1 : Le système complet de conversion de l'énergie photovoltaïque

### 2.2.1. Définition des convertisseurs des systèmes photovoltaïques

Un convertisseur d'énergie solaire est un équipement que l'on insère généralement soit entre le champ PV et la charge (charge continue), il portera le nom de convertisseur continu/ continu, soit entre le champ PV ou la batterie et la charge (alternative) ; il sera alors appelé onduleur ou convertisseur continu alternatif.

Dans les systèmes photovoltaïques raccordés aux réseaux électriques, les appareillages nécessaires de conversion d'énergie électrique sont conçus pour fonctionner dans des gammes de tension et de fréquence définies, pour respecter les caractéristiques de la tension fournie par les réseaux de distributions qui influe directement sur la qualité de ces réseaux [Ant, 06].

## **2.3. Convertisseurs DC/DC pour les systèmes d'énergie solaire**

### **2.3.1. Définition d'un convertisseur DC/DC :**

Le convertisseur DC/DC permet de relier le champ PV à un bus continu, auquel les diverses machines énergétiques du système sont reliées : la charge (l'utilisateur final), les autres sources d'énergie (pile à combustible, batteries, autres sources renouvelables) ou les périphériques. Il permet en outre de lisser les fluctuations de la tension des composants au niveau du bus commun [Lab, 06, Bel, 10].

Un hacheur peut être réalisé à l'aide d'interrupteur électronique commandable à l'ouverture et à la fermeture tels que les thyristors GTO ou les transistors bipolaire ou à effet de champ à grille isolée fonctionnant en régime de commutation. Le principe d'un hacheur consiste à établir puis interrompre périodiquement la liaison source- charge à l'aide de l'interrupteur électronique. Celui-ci doit pouvoir être fermé ou ouvert à volonté afin d'avoir une tension de sortie continue réglable [Bou, 13].

### **2.3.2. Les types des convertisseurs DC-DC :**

Les convertisseurs DC-DC (ou hacheurs) sont utilisés dans les systèmes d'énergie solaire pour adapter la source continue à amplitude variable (panneau PV) à la charge qui demande en général une tension DC constante. Les trois configurations de base sont [Bou, 13], [Bel, 10] :

- convertisseur survolteur hacheur survolteur (ou parallèle);
- convertisseur dévolteur (ou série);
- convertisseur dévolteur- survolteur hacheur série - parallèle.

#### **2.3.2.1. Hacheur survolteur (ou Boost)**

Ce nom est lié au fait que la tension moyenne de sortie  $V_s$  est supérieure à celle de l'entrée  $V_i$ . Cette structure demande un interrupteur commandé et en parallèle avec la source, voir figure (2.2).

Le montage le plus simple consiste à mettre périodiquement en court-circuit la résistance  $R$  pendant une durée  $t = \alpha t_f$  bien déterminée; cette mise en court-circuit est assurée par un hacheur branché en parallèle avec la résistance.

Ce hacheur comporte trois composants essentiels : Une inductance L, une capacité C et un interrupteur qui peut prendre deux états, U=1 et U=0.

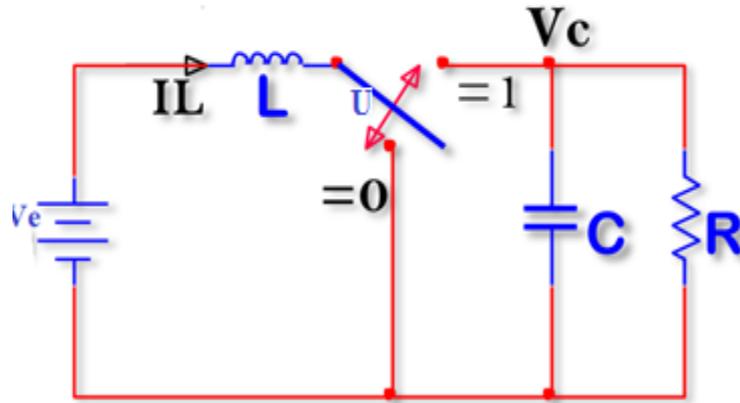


Figure (2.2) : Schéma de principe d'un hacheur parallèle (boost)

Pour un rapport cyclique «  $\alpha$  » donné, et en régime de conduction continu, la tension moyenne et le courant à la sortie sont donnés par [Yad, 11, Ben, 12, Bou, 13]:

$$V_s = \frac{1}{1-\alpha} V_e \quad (2.1)$$

$$I_s = (1 - \alpha) I_e \quad (2.2)$$

$\alpha$  : est appelé rapport cyclique, et compris entre 0 et 1.

Le rapport cyclique  $\alpha$  est généré par un comparateur déposé sur la technique MLI où il résulte de l'intersection de deux signaux, l'une triangulaire et l'autre prendre une valeur varie d'après la tension cible dans le sortie d'hacheur  $V_s$  (figure 2.3).

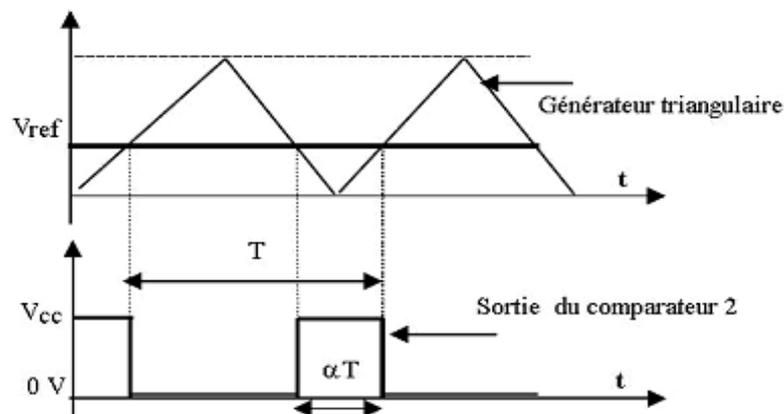


Figure 2.3 : Génération d'une valeur de rapport cyclique  $\alpha$

Le calcul des composants L et C se fait grâce aux expressions suivantes [Lah, 07]:

$$\Delta I_e = \frac{V_e}{L f_p} \alpha \quad (2.3)$$

$$\Delta V_s = \frac{V_e \alpha}{R \cdot C_h f_p (1-\alpha)} \quad (2.4)$$

$f_p$  représente la fréquence de porteuse utilisée

Avec  $\Delta I_e$ ,  $\Delta V_s$ , les oscillations du courant dans l'inductance et de la tension de sortie autour de leurs valeurs moyennes.

On s'aperçoit que le convertisseur Boost est le sujet de nombreuses réflexions et ressort le plus fréquemment dans la littérature pour une conversion DC/DC. En effet en prenant en compte les caractéristiques des différents convertisseurs DC/DC, le Boost, de part sa simplicité, son faible coût et son rendement élevé, est la structure retenue pour réaliser la plupart des convertisseurs DC/DC photovoltaïques [Vig, 10].

Dans le cas où la puissance générée du générateur photovoltaïque est plus forte il faut intéresser à ce type d'hacheur pour augmenter la tension d'entrée de l'onduleur

### 2.3.2.2 Hacheur dévolteur (série)

Ce nom est lié au fait que la tension moyenne de sortie  $V_s$  est inférieure à celle de l'entrée  $V_e$ . Il comporte un interrupteur à amorçage commandé (transistor, bipolaire, transistor MOS ou IGBT...) et en série avec la source figure 2.4 et une diode de roue libre, [Ben ,12]. Le cycle de fonctionnement de période de hachage  $T$ , comporte deux étapes. Lors de la première, on rend le MOSFET passant et la diode polarisée en inverse, est bloquée. Cette phase dure de 0 à  $\alpha T$ . Lors de la seconde, on bloque le MOSFET. La diode devient passante. Cette phase dure de  $\alpha t$  à  $T$  [Ben, 12].

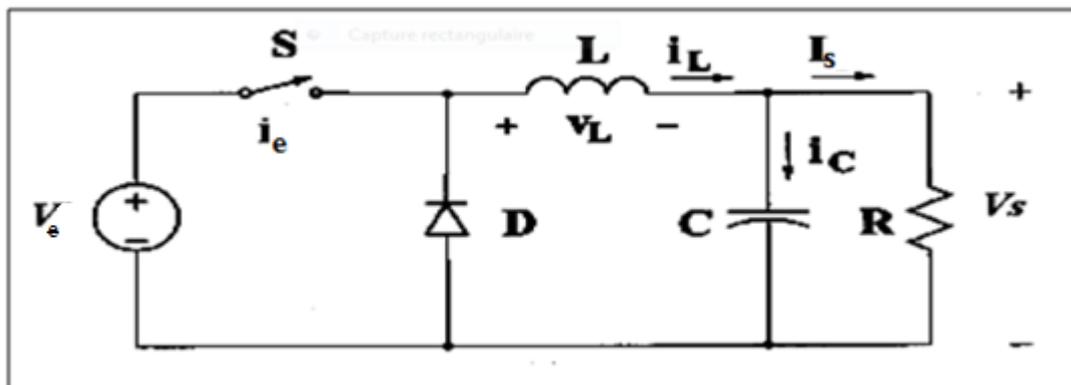


Figure (2.4) : Schéma de principe d'un hacheur série

On en déduit facilement la tension et l'intensité dans la charge par les équations suivantes

$$\begin{cases} V_s = \alpha \cdot V_e \\ I_s = \frac{1}{\alpha} \cdot I_e \end{cases} \quad (2.5)$$

Avec :  $\alpha = \frac{t_f}{T}$

### 2.3.2.3. Hacheur dévolteur - survolteur (série –parallèle) :

Ce nom est lié au fait que la tension moyenne de sortie  $V_s$  est inférieure ou supérieure à celle de l'entrée  $V_e$ . Pour un rapport cyclique «  $\alpha$  » donné, et en régime de conduction continu (figure 2.5), la tension moyenne à la sortie est donnée par :

$$V_s = \frac{\alpha}{1-\alpha} V_e \quad (2.6)$$

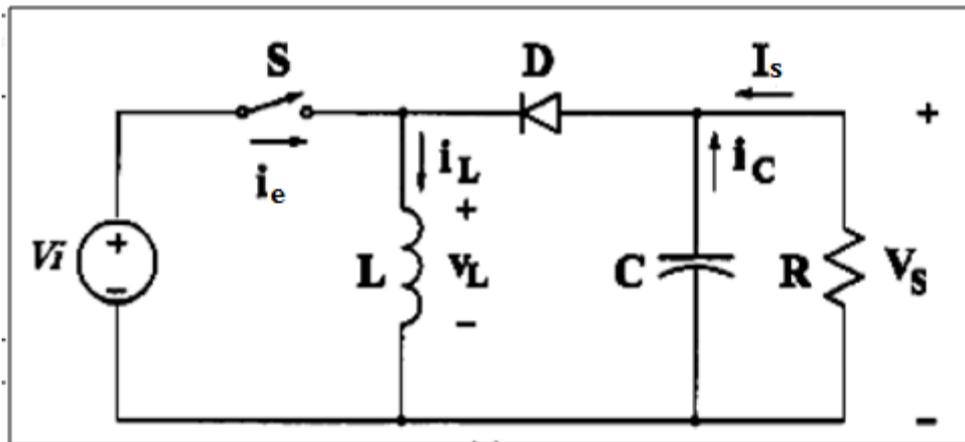


Figure (2.5) : Schémas de principe d'un hacheur série-parallèle

### 2.3.3. L'adaptation de la charge

Le convertisseur d'énergie photovoltaïque choisi est un hacheur de type survolteur ou dévolteur ou dévolteur- survolteur selon les applications de la charge. Ce type de convertisseur est destiné à adapter à chaque instant l'impédance apparente de la charge à l'impédance du champ PV correspondant au point de puissance maximal (figure 2.6). Ce système d'adaptation est couramment appelé MPPT (maximum power point tracking).

Dans la figure (2.6), la zone (1) de la caractéristique courant-tension I-V est une zone de fonctionnement dans le mode « hacheur dévolteur » et l'MPPT est assurée pour toute résistance  $R_i$  comprise entre  $[0, R_{opt}]$ . Ceci s'inverse pour la zone (2) de la caractéristique courant-tension I-V qui présente la zone de fonctionnement dans le mode « hacheur survolteur » ou le fonctionnement du MPPT est assuré pour toute résistance  $R_i$  comprise entre  $[R_{opt}, \infty]$ .

Donc, un choix de convertisseur dévolteur ou survolteur pour une charge donnée est impératif et on peut utiliser l'un des deux types de convertisseur selon la configuration du circuit. Si il' y a une possibilité de fluctuation de la tension demandée par la charge au-dessous est au-dessus de celle débité par la source, un Hacheur dévolteur/survolteur s'avère nécessaire. Dans cette partie on se limite au hacheur survolteur

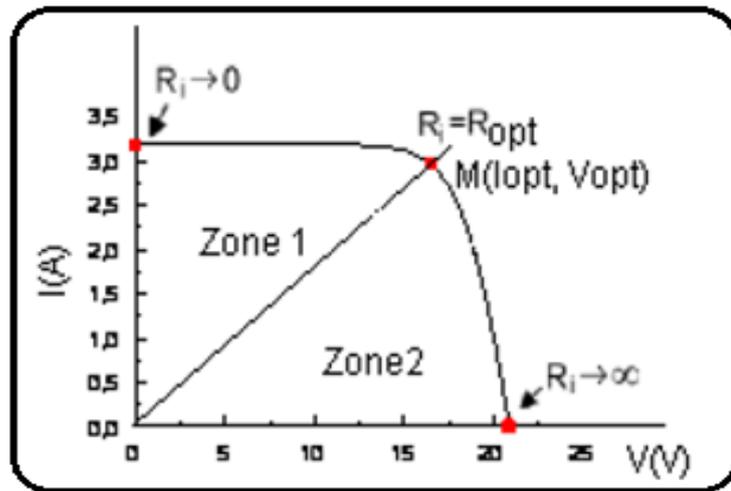


Figure (2.6) : Répartition de la caractéristique selon le fonctionnement du hacheur utilisé

## 2.4. Étude de l’hacheur survolteur d’un système photovoltaïque

### 2.4.2. Représentation d’un hacheur survolteur PV

Dans ce cas, la tension d’entrée de l’hacheur boost représente la tension de générateur photovoltaïque PV (la figure 2.7).

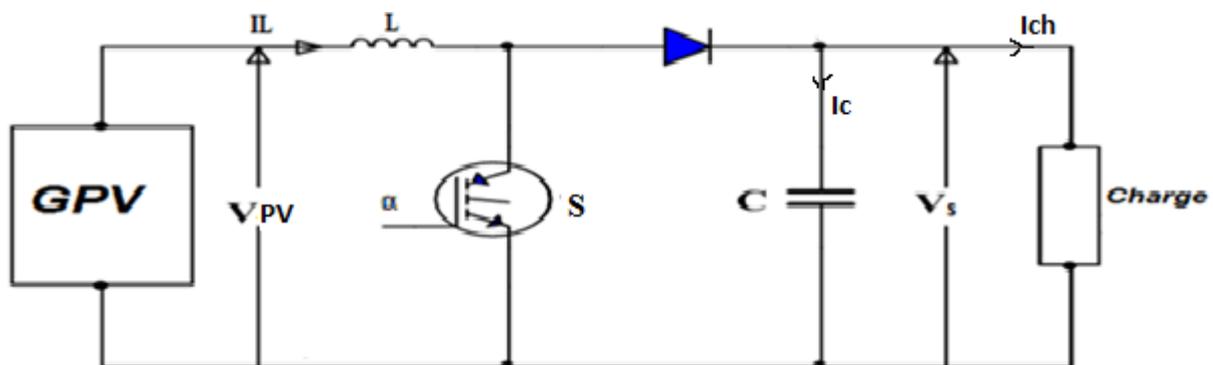


Figure (2.7) : Schéma d’un hacheur parallèle (boost) raccordé au générateur photovoltaïque

A partir des équations (2.1) et (2.2), nous pouvons déduire la résistance à la sortie du panneau PV ( $R_{pv}$ ) en fonction de  $\alpha$  et  $R_{ch}$  [Kas, 07]:

$$R_{ch} = \frac{R_{pv}}{(1-\alpha)^2} \tag{2.7}$$

La relation (2.7) montre que, pour une puissance incidente  $W$ , la puissance optimale transférée à la charge ne pourrait être maximale que pour un rapport cyclique bien défini ( $\alpha_{opt}$ ) (point PPM) [Kas, 07], [Mra, 08].

Dans les conditions optimales et pour une charge  $R_{ch}$  égale la résistance de l'entrée  $R_{pv}$ , le rapport cyclique ( $\alpha = 0$ ) [Mra, 08].

Aussi, le rapport cyclique  $\alpha$  s'écrit en fonction des résistances  $R_{pv}$  et  $R_{ch}$  :

$$\alpha = 1 - \sqrt{\frac{R_{pv}}{R_{ch}}} \quad (2.8)$$

Puisque le rapport  $\alpha$  est inférieur à 1 ( $\alpha < 1$ ), le convertisseur ne joue le rôle d'un élévateur que si la charge  $R_{ch}$  remplit la condition suivante:  $R_{ch} > R_{pv}$ .

Les différents signaux des grandeurs de convertisseur boost sont illustrés dans la figure 2.8

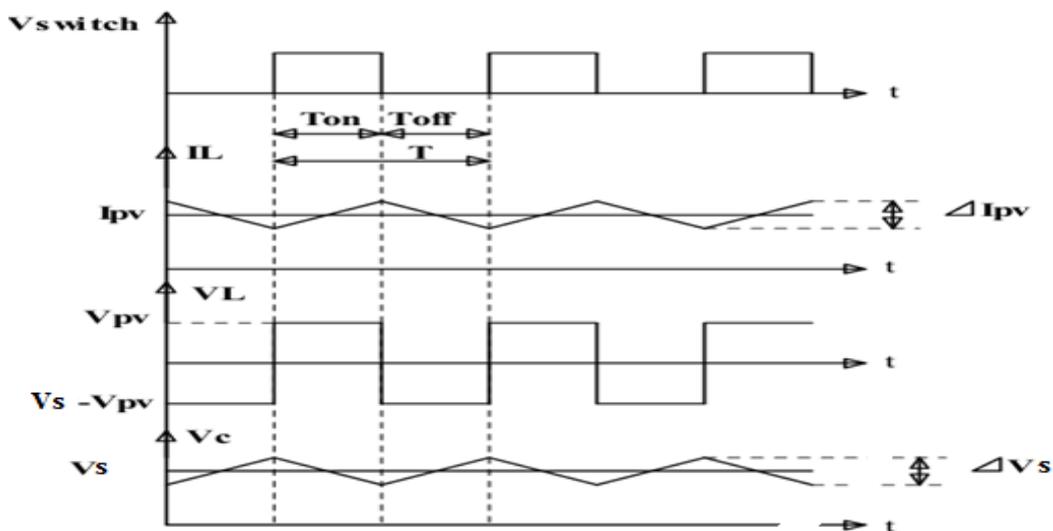


Figure 2.8: Formes typiques des ondes du convertisseur boost

### 2.4.2. Modélisation d'un hacheur survolteur :

La modélisation de ce convertisseur passe par l'analyse des différentes séquences de fonctionnement que nous supposons de durées fixées par la commande  $\alpha$ . Il apparaît deux séquences de fonctionnement selon l'état de l'interrupteur S, que nous pouvons représenter chacune par une équation différentielle [Tia, 11], [Bel, 10].

Dans de tels systèmes, l'ordre d'équations d'états est égal au nombre des éléments de stockage (pour ce cas étudié l'ordre est de 2).

Dans le cas où le système considéré est linéaire, la représentation d'état se met sous la forme:

$$\begin{cases} \dot{x} = Ax + Bu \\ y = Cx \end{cases}$$

Où:  $x$ : vecteur d'état ;  $x=[x1, x2]=[i_L, v_c]$ .

$u$ : vecteur de commande,  $A$ : matrice d'état,  $B$ : matrice d'entrée

$y$  : le vecteur de sortie  $C$ : matrice de sortie.

➤ **Première séquence de conduction [0 à  $\alpha T$ ]:** Lorsque S est fermé.

Le comportement dynamique du circuit est donné par :

$$V_{pv} = L \frac{di_L}{dt} \quad (2.9)$$

$$x_1 = \frac{V_{pv}}{L}$$

$$v_c = \frac{1}{c} \int i_c dt \quad (2.10)$$

$$x_2 = \frac{1}{c} i_c$$

$$0 = c \frac{dv_c}{dt} + I_{ch}$$

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{RC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L} \\ 0 \end{bmatrix} V_{pv} \quad (2.11)$$

qui peut être écrit sous la forme:

$$\dot{x} = A_1 x + B_1 V_{pv} \quad (2.12)$$

$$V_{ch} = C_1 x$$

Avec:  $C_1 = [0 \ 1]$

➤ **Deuxième séquence de conduction: [  $\alpha T$  à T ] :** Lorsque S est ouvert.

$$L \frac{di_L}{dt} = V_{pv} - V_c \quad (2.13)$$

$$c \frac{dv_c}{dt} = i_L - \frac{V_c}{R}$$

$$x_1 = \frac{1}{L} V_{pv} - \frac{1}{L} x_2$$

$$x_2 = \frac{1}{c} x_1 - \frac{1}{RC} x_2 \quad (2.14)$$

$$V_{pv} = L \frac{di_L}{dt} + V_c \quad (2.15)$$

$$I_l = c \frac{dv_c}{dt} + I_{ch} \quad (2.16)$$

D'où :

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & -\frac{1}{L} \\ \frac{1}{c} & -\frac{1}{RC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L} \\ 0 \end{bmatrix} V_{pv} \quad (2.17)$$

Ce système peut être mit sous la forme :

$$\begin{aligned} \dot{x} &= A_2 x + B_2 V_{pv} \\ V_{ch} &= C_1 x \end{aligned} \quad (2.18)$$

➤ **Model Moyne:**

A partir des équations (2.11) et (2.17), on peut déduire la forme moyenne et  $V_{ch}$  pour toute la période:

$$\begin{aligned} x_1 &= (A_1 x + B_1 V_{pv})\alpha + (A_2 x + B_2 V_{pv})(1 - \alpha) \\ V_{ch} &= (C_1 \alpha + C_1(1 - \alpha))x \end{aligned} \quad (2.19)$$

avec

$$A = A_1 \alpha + A_2(1 - \alpha) \quad (2.20)$$

$$B = B_1 \alpha + B_2(1 - \alpha)$$

Où , A: matrice d'état ; B : matrice de commande

En conclusion: le modèle moyen du hacheur survolteur est :

$$\begin{cases} \dot{x}_1 = -\frac{1-\alpha}{L} x_2 + \frac{1}{L} u \\ \dot{x}_2 = \frac{1-\alpha}{c} x_1 - \frac{1}{Rc} x_2 \end{cases} \quad (2.21)$$

Ainsi le courant de la charge égale :

$$I_{ch} = \frac{1}{R} Vc = \frac{1}{R} x_2$$

$$x_2 = R \cdot I_{ch}$$

Donc l'équation 2.20 sera comme suite :

$$\begin{cases} \dot{x}_1 = -\frac{1-\alpha}{L} x_2 + \frac{1}{L} u \\ \dot{x}_2 = \frac{1-\alpha}{c} x_1 - \frac{1}{c} I_{ch} \end{cases} \quad (2.22)$$

La figure (2.9) montre l'implantation du hacheur survolteur sur MATLAB/simulink.

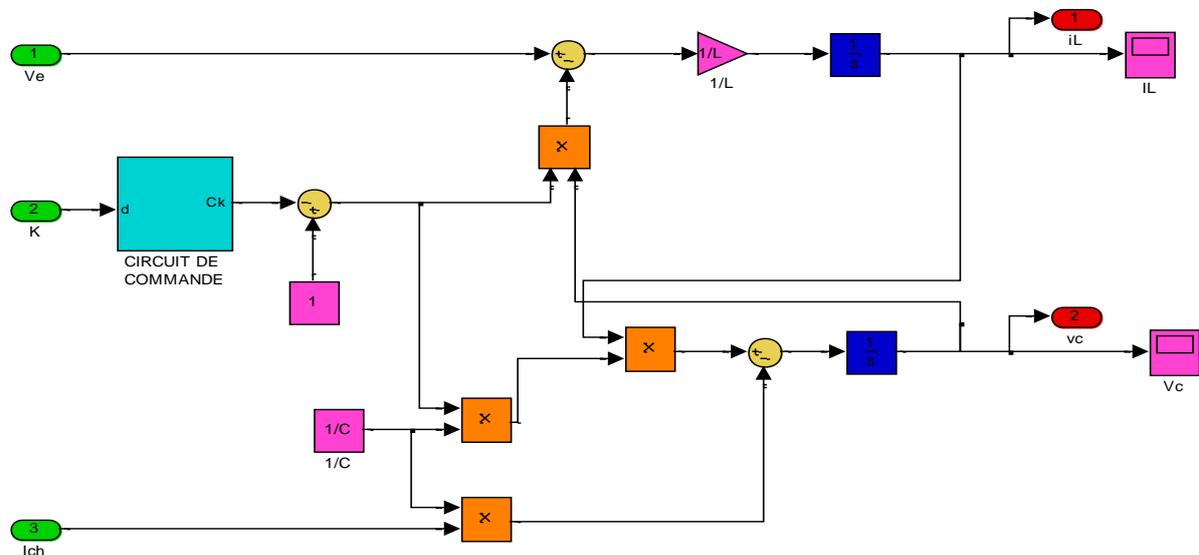


Figure 2.9 : Modèle de l'hacheur survolteur en Matlab/Similink

## 2.5. La technique de commande de L' MPPT

### 2.5.1. Définition

Les générateurs photovoltaïques ont une production électrique aléatoire directement dépendante des conditions météorologiques. Ainsi, le dimensionnement et l'exploitation optimale de l'énergie produite par ces générateurs exige l'utilisation de méthodes de gestion appropriées. De même, L'amélioration du rendement du système photovoltaïque nécessite la maximisation de la puissance du générateur PV qui permet d'établir la commande adéquate en vue de tirer le maximum de puissance de ces générateurs [Cha, 08], [Bou, 13].

Par définition, une commande MPPT, associée à un étage intermédiaire d'adaptation, permet de faire fonctionner un générateur PV de façon à produire en permanence le maximum de sa puissance. Ainsi, quelque soient les conditions météorologiques (température et irradiation), et quelle que soit la tension de la batterie, la commande du convertisseur place le système au point de fonctionnement maximum [Mak, 06].

### 2.5.2. Convertisseur Pour la suite du point de puissance maximum(MPPT)

Pour la maximisation de puissance de la source PV, en intercalant un quadripôle d'adaptation qui est un convertisseur d'énergie DC-DC entre la source PV et la charge et avec le contrôle rigoureux du rapport cyclique de ce dernier, Cette adaptation se réalise en cherchant de façon automatique le PPM du panneau PV et un suivi continu de la puissance maximale est assuré. Ce type de convertisseur est destiné à adapter à chaque instant l'impédance apparente de la charge à l'impédance du champ PV correspondant au point de puissance maximal. Ce système d'adaptation est couramment appelé MPPT (maximum power point tracking). Son rendement se situe entre 90 et 95% [Bel, 08], [Yad, 11], [Mra, 08].

La figure 2.10 représente le schéma synoptique du ce système PV.

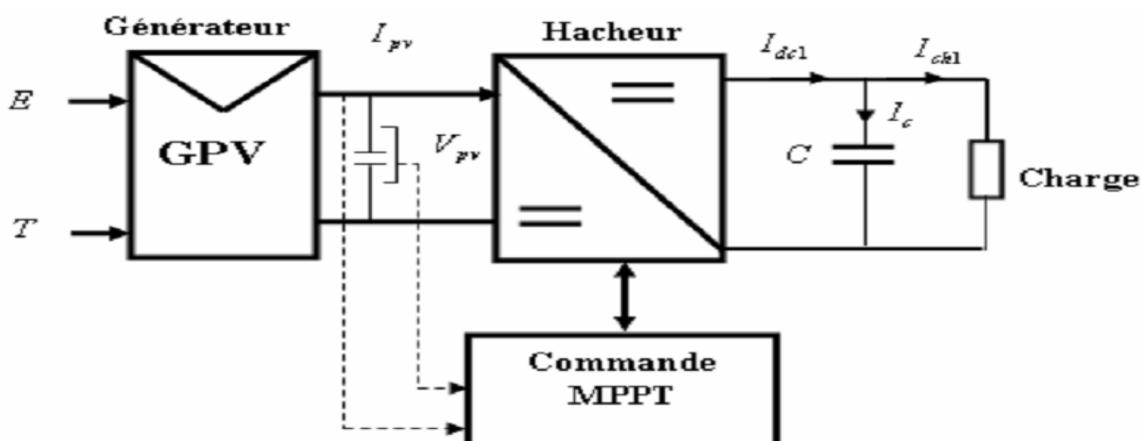


Figure (2.10): Schéma synoptique du système PV par une commande MPPT [Bel, 10]

On utilise le convertisseur de type DC/DC dans la partie Contrôle du système photovoltaïque car il est facile à contrôler par leurs rapports cyclique en utilisant un signal MLI. Ici, on utilise le hacheur Boost comme interface de puissance à contrôler par le régulateur MPPT, afin d'adapter la tension de sortie du hacheur à la tension requise par la charge [Hat, 08].

Du fait de la non linéarité de la caractéristique I-V, le circuit MPPT oblige le système à fonctionner en permanence sur le point à puissance maximale du générateur, une fois l'éclairement ou la température change. Le hacheur capte alors la puissance électrique absorbée selon une période d'échantillonnage, et commence à incrémenter ou décrémente le rapport cyclique  $\alpha$  pour annuler le gradient de la puissance P [Bet, 03]:

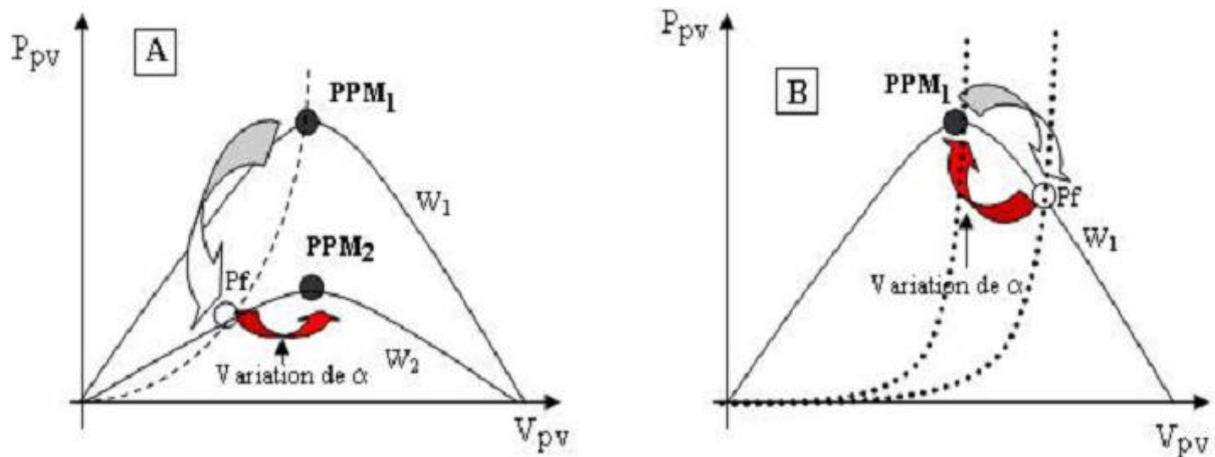
$$\frac{\delta P}{\delta \alpha} = 0 \quad (2.23)$$

En effet, ces dispositifs permettent aujourd'hui d'adapter et d'optimiser la production photovoltaïque par le biais de convertisseurs de puissance DC-DC insérés entre les modules photovoltaïques et l'entrée de l'onduleur. Généralement, ces étages disposent de commandes de gestion électrique plus ou moins complexes permettant d'adapter la tension PV à la tension d'entrée de l'onduleur [Bet, 09].

### **2.5.3. Le principe de fonctionnement de MPPT d'un générateur PV**

La commande MPPT permet de chercher le point de fonctionnement optimal du module photovoltaïque dans les conditions météorologiques variables. Ceci est basé sur la variation automatique du rapport cyclique  $\alpha$  du signal qui commande le convertisseur d'énergie, à une valeur adéquate de manière à maximiser la puissance à la sortie du module [Kas, 07].

Comme le montre la figure 2.11, pour une puissance incidente  $W_1$ , la puissance optimale transférée à la charge est obtenue pour un rapport cyclique  $\alpha_{opt1}$  (point PPM1). Si la puissance incidente change ( $W_2$ ), alors ce point de puissance maximale est le point PPM2 et le point de fonctionnement du générateur PV est le point  $P_f$  (Fig. 2.11A). Pour converger vers le nouveau point PPM2, il faut ajuster le rapport cyclique  $\alpha$  à la valeur  $\alpha_{opt2}$ . Il en sera de même que lorsque la charge  $R_{ch}$  change (Fig. 2.11B): Le point de puissance maximale dévie de sa position optimale (PPM1); pour converger vers ce PPM1, il faut agir sur le rapport cyclique ( $\alpha$ ).

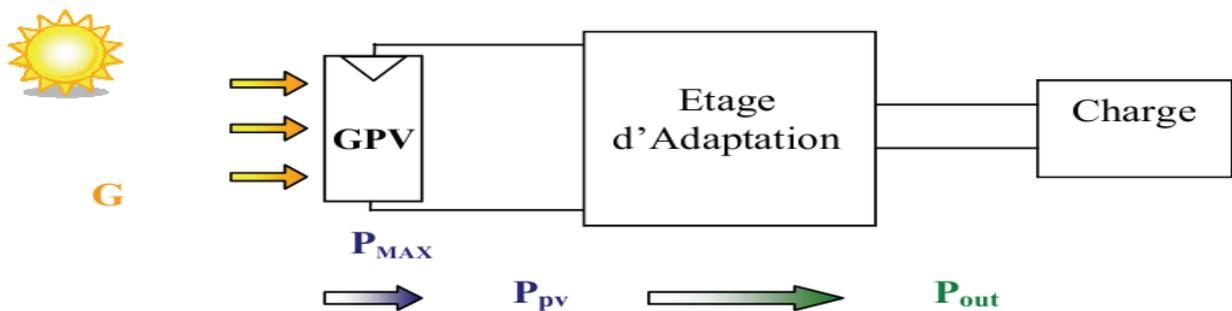


**Figure (2.11):** Fluctuation du PMM avec : a) Variation de l'éclairement et b) Variation de la charge

Pour savoir l'efficacité de la technique du MPPT, on définit le rendement MPPT ( $\eta_{MPPT}$ ) comme suit :

$$\eta_{MPPT} = \frac{P_{in}}{P_{Max}} \quad (2.24)$$

Il donne le % de pertes de puissance d'un module PV ( $P_{IN}$ ), qui correspond à l'entrée de l'étage d'adaptation, par rapport à la fourniture de la puissance maximale qu'il pourrait produire ( $P_{MAX}$ ) [Bet, 09], [Mee, 11]. Pour transférer la puissance électrique produite, le mode de transfert utilisé peut présenter plus ou moins un taux de pertes lié à sa constitution. Nous définissons pour qualifier ces étages de conversion électrique-électrique et de transfert, le rendement de conversion d'un étage d'adaptation noté  $\eta_{conv}$  permettant d'évaluer les pertes liées à la conversion de puissance associée à l'étage d'adaptation.



**Figure 2.12 :** Chaîne de conversion photovoltaïque

Ce type de rendement dépend du temps et des conditions de fonctionnement. Il est nécessaire, pour obtenir une grande précision sur cette grandeur, d'effectuer les mesures de courant et de tension en entrée et en sortie de l'étage au même instant garantissant ainsi la connaissance précise du transfert de puissance effectué à un instant donné.

$$\eta_{conv} = \frac{P_{out}}{P_{PV}} \quad (2.25)$$

Le rendement global de la chaîne de conversion photovoltaïque, noté  $\eta_{TOTAL}$ , peut donc être défini comme le produit des trois rendements précédemment définis sur le même intervalle de temps.

$$\eta_{tot} = \frac{P_{max}}{G.S} \cdot \frac{P_{PV}}{P_{max}} \cdot \frac{P_{out}}{P_{PV}} \quad (2.26)$$

Ce rendement traduit la capacité de la totalité d'une chaîne PV à produire plus ou moins de l'énergie électrique. Cela permet également de comprendre la différence entre un rendement effectué en laboratoire sur des matériaux et des cellules PV sous température et irradiation contrôlées et le rendement réel des GPV installés fonctionnant en conditions réelles [Mee, 11].

#### **2.5.4 Les différentes techniques d'MPPT :**

Afin d'extraire Le maximum de puissance d'un panneau solaire, on peut raisonner sur plusieurs et différentes méthodes, Certains des concepts sont très robustes et simples, tandis que d'autres approches exigent des dispositifs de logique très sophistiqués tels que des micro-processeurs combinés avec des circuits de puissance ,de convertisseurs de commutation...

Divers travaux sur des commandes assurant un fonctionnement de type MPPT apparaissent régulièrement depuis 1968, date de publication de la première loi de commande de ce type adaptée à une source d'énergie renouvelable de type PV. En littérature on trouve fréquemment les techniques de maximisation de puissance suivantes [Bou, 13] :

- Perturbation et observation. (P&O).
- La méthode incrémentation de la conductance.
- Méthode de capacité parasite.

Chacune de ces techniques à ces propres avantages et inconvénients du point de vue simplicité, efficacité et robustesse.

Dans notre travail, on se limite à la méthode de Perturbation et observation (P&O), qui est très simple à implanter, et de bon rendement.

#### **2.5.5. La méthode Perturbation et Observation P&O**

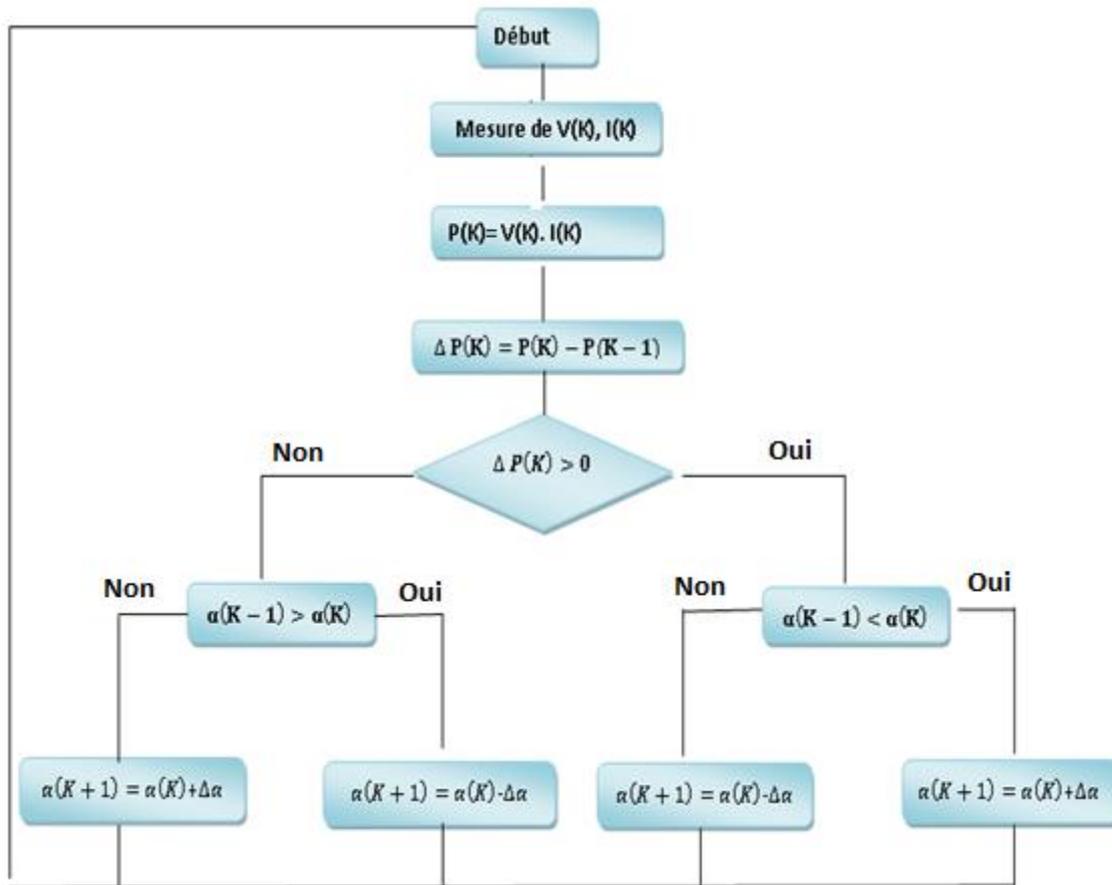
##### **2.5.5.1 Définition :**

C'est l'algorithme de pour suite du PPM le plus utilisé, et comme son nom l'indique il est basé sur la perturbation du système par l'augmentation ou la diminution de  $V_{ref}$  où en agissant

directement sur le rapport cyclique du convertisseur DC/DC, puis l'observation de l'effet sur la puissance de sortie du panneau. Si la valeur de la puissance actuelle  $P(k)$  du Panneau est supérieure à la valeur précédente  $P(k-1)$ , alors on garde la même direction de perturbation précédente sinon on inverse la perturbation du cycle précédent.

### 2.5.5.2 Le fonctionnement de l'algorithme P&O

La figure 2.13 donne l'organigramme de cet algorithme [Hat, 08].



**Figure (2.13) :** Organigramme de l'algorithme Perturbation et Observation (P & O)

D'abord la tension  $V$  et le courant  $I$  sont mesurés pour calculer la puissance  $P(k)$ . Cette valeur  $P(k)$  est comparée à la valeur de la puissance obtenue durant la dernière mesure  $P(k-1)$ .

1- Si la puissance fournie par le panneau a augmenté depuis la dernière mesure, l'incrément ou des incréments du rapport cyclique  $\alpha$  continuera dans le même sens que lors du dernier cycle et ceci est fait par le test sur  $dV$ .

➤ Si  $dV > 0$  cela veut dire qu'on a incrémenté  $V$  durant le dernier cycle c'est-à-dire

$$\alpha(k+1)=\alpha(k)+\Delta\alpha \quad (2.27)$$

➤ Si  $dV < 0$  cela veut dire qu'on a décrémenté  $V$  durant le dernier cycle c'est-à-dire qu'on va mettre :

$$\alpha(k+1)=\alpha(k)-\Delta\alpha \quad (2.28)$$

Donc on termine dans le chemin où  $P$  continue à augmenter.

2- Si la puissance fournie par le panneau a diminué de puis la dernière mesure, l'incrémentation ou la des incréments du rapport cyclique  $\alpha$  sera en sens inverse par rapport au dernier cycle et ceci est fait aussi par le test sur  $dv$ . Avec cet algorithme la tension de fonctionnement  $V$  est perturbée avec chaque cycle [Hat, 08].

## 2.6. Les convertisseurs DC/AC pour les systèmes photovoltaïques

### 2.6.1 Définition

C'est un dispositif destiné à convertir le courant continu généré par le générateur PV en courant alternatif. Il utilise des transistors de puissance ou des thyristors. L'onde de sortie présente, dans le plus simple des cas, une forme carrée qui peut s'adapter à quelques types de charges, des pertes à vide considérables surtout pour des faibles puissances.

La plupart des onduleurs sont des structures en pont constituées le plus souvent d'interrupteurs électroniques comme des IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor) Le choix de ce type de composant relève, d'une part de sa particularité à pouvoir commuter de très grandes valeurs de courant et tension à des fréquences de découpage de plusieurs dizaines de kHz et d'autre part, parce qu'il permet la suppression de tous les circuits d'aide à la commutation des montages à thyristors .

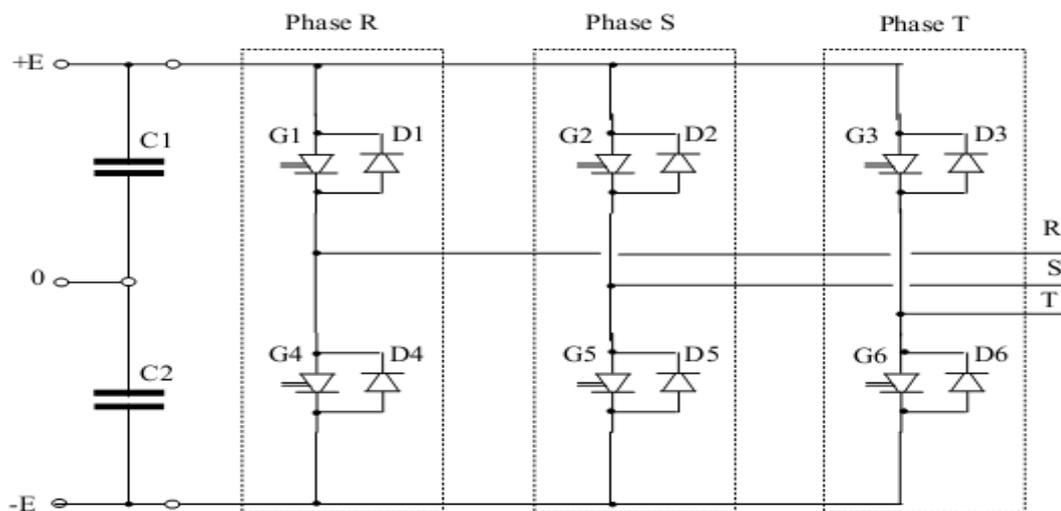


Figure 2.14 : Schéma d'un onduleur à deux niveaux [Bou, 05]

Grace à un jeu de commutation approprié, réalisé souvent par MLI, l'énergie électrique continue est modulée afin d'obtenir un signal alternatif à la fréquence du réseau. [Bel, 08]. Un exemple d'un onduleur à deux niveaux est donné par la figure 2.14.

L'installation d'un onduleur couplé au réseau électrique se fait avec l'accord de l'organisme de distributeur de d'énergie électrique. Pour des raisons de sécurité, un onduleur couplé au réseau doit constamment surveiller ces perturbations et interrompre immédiatement l'injection en cas de défaillance ou de coupure. Ceci est absolument nécessaire pour permettre une intervention sans danger sur le réseau [Abb, 11].

### **2.6.2. Stratégie de commande**

Les onduleurs peuvent être améliorés à l'aide d'un filtrage ou par utilisation des systèmes en PWM (Pulse Width Modulation) qui permettent grâce à la modulation de la longueur des impulsions d'obtenir une onde de sortie sinusoïdale [Bel, 08], [Ben,12]. Avec ce système de MLI, on obtient:

- Un rendement élevé sur une large plage de la charge.
- De faibles pertes à vide.

Les signaux de commande des interrupteurs sont déterminés par l'intersection d'une référence sinusoïdale appelée "modulatrice" de fréquence  $f$  avec une triangulaire de haute fréquence  $f_p$  appelée "porteuse ". On définit par conséquent deux indices [Bet, 03]:

- Indice de modulation de fréquence:  $M_f = \frac{f_p}{f}$  (2.29)

- Indice de réglage de tension  $m_a$  compris entre 0 et 1 :  $m_a = \frac{V_m}{V_p}$  (2.30)

Le module PWM, servant à générer un signal modulé en largeur d'impulsion (PWM), dont le rapport cyclique ( $\alpha$ ) est modifiable par le programme du PIC [Yad, 11] ou par une commande analogique.

### **2.6.3 Caractéristiques propres d'un onduleur pour les systèmes photovoltaïques**

L'onduleur couplé au réseau est utilisé pour les installations photovoltaïques. Il permet de transformer le courant continu, produit par les modules solaires, en un courant ondulé conforme à celui du réseau. Il adapte également le courant produit à la fréquence et à la tension du réseau. Donc la principale caractéristique de l'onduleur PV est la recherche du

meilleur point de fonctionnement du système. En effet, le générateur PV a une courbe caractéristique  $I V$  non linéaire.

Dans les installations d'habitation, le courant solaire produit est d'abord utilisé par l'habitation elle-même, si le courant produit pour l'habitation est excédentaire, l'excédent est injecté dans le réseau [Abb, 11].

Donc, un système de régulation soit obligatoire pour maintenir la tension et la fréquence aux valeurs nominales de réseau, quelle que soit la tension d'entrée et aussi un filtrage en sortie de l'onduleur, qui tend à lisser la forme de la tension donc à réduire le taux d'harmonique [Bel, 08].

Les onduleurs destinés aux systèmes photovoltaïques diffèrent quelque peu des onduleurs classiques en électrotechnique, mais l'objectif de conversion DC/AC est le même. La principale caractéristique de l'onduleur PV réside dans la recherche du point de fonctionnement maximal ou MPPT en anglais «Maximum Power Point Tracking» car le générateur PV a une caractéristique courant/tension non-linéaire [Bet, s.d.].

### **2.6.4 Dimensionnement des onduleurs des systèmes photovoltaïques couplés aux réseaux**

Le dimensionnement des onduleurs d'une installation PV est souvent source de confusion car il faut distinguer les puissances AC et DC. Du côté DC il faut distinguer la puissance crête de l'installation et sa puissance réelle (instantanée) en cours de fonctionnement. Enfin, il faut prendre garde à la tension des strings connectés à l'onduleur.

Pour un système qui n'est pas orienté de manière optimale par rapport à la course du soleil, on tolérera plus facilement le sous dimensionnement [Ape, 10]

La compatibilité onduleur / string consiste à vérifier que [Ape, 10]

- 1) la puissance nominale de l'onduleur est comprise entre 80% et 110% de la puissance crête
- 2) les tensions générées doivent être dans les limites acceptables de l'onduleur :

En effet, La tension de circuit ouvert est sensible à la température et diminue quand la température augmente [Oul, 08].

Donc, il faut prendre en compte ces variations :

- a) La tension maximale à vide pour  $1000 \text{ W/m}^2$  et une température de  $-10^\circ$ , doit être inférieure à la tension DC maximale admissible. C'est la tension de sécurité : au-delà de cette tension maximale, l'onduleur va disjoncter.
- b) La tension minimale en charge, pour un éclairement de  $1000 \text{ W/m}^2$  et à une température de  $70^\circ$ , doit être supérieure à la tension MPP2 minimale admissible. C'est la tension d'accrochage : sous cette tension minimale, l'onduleur va décrocher, l'installation ne produira plus.

$$\text{Tension maximale à } -10^\circ \text{C} : U_{\text{max}} = M. (\text{VOC} + \mu \text{VOC} \times 35) \quad (2.31)$$

$$\text{Tension minimale à } +70^\circ \text{C} : V_{\text{min}} = M. (\text{VMPP} + \mu \text{VOC} \times 45) \quad (2.32)$$

Où

**M** est le nombre de modules d'un string,  $V_{\text{OC}}$  la tension du circuit ouvert d'un module dans CST ( $25^\circ\text{C}$ ),  $\mu V_{\text{OC}}$  le coefficient de température,  $V_{\text{MPP}}$  la tension en charge au Point de Puissance Maximal.

c) Ainsi, Le courant de court-circuit est quant à lui proportionnel à l'éclairement augmente si l'éclairement augmente [Oul, 08]. Donc, le courant maximal doit être inférieur au courant admissible de l'onduleur

### **2.6.5. Configuration de raccordement du champ solaire avec le réseau électrique**

Les onduleurs ne se limitent plus seulement à transformer la puissance continue (DC) générée par les panneaux solaires en puissance alternative sous forme d'une tension sinusoïdale de fréquence souhaitée (par ex.  $230\text{V}/400\text{V} - 50\text{Hz}$ ) mais ils exploitent également la puissance délivrée par le GPV en le forçant à fonctionner à son point de puissance maximum. De plus, ils assurent une surveillance fiable du réseau pour protéger ce dernier contre les pannes et interrompre l'alimentation en cas de problèmes survenant soit du réseau soit de l'installation. Actuellement, il existe principalement trois architectures d'onduleurs donnant de bonnes solutions techniques [Pet, 09]:

- Un seul onduleur pour toutes les installations (onduleur simple ou central, figure 2.15a).
- Un onduleur string ( pour chaque string, figure 2.15b).
- Installations multi-onduleurs (installations multi-onduleurs, figure 2.15c).

Nous décrivons brièvement leur propriété ci-dessous.

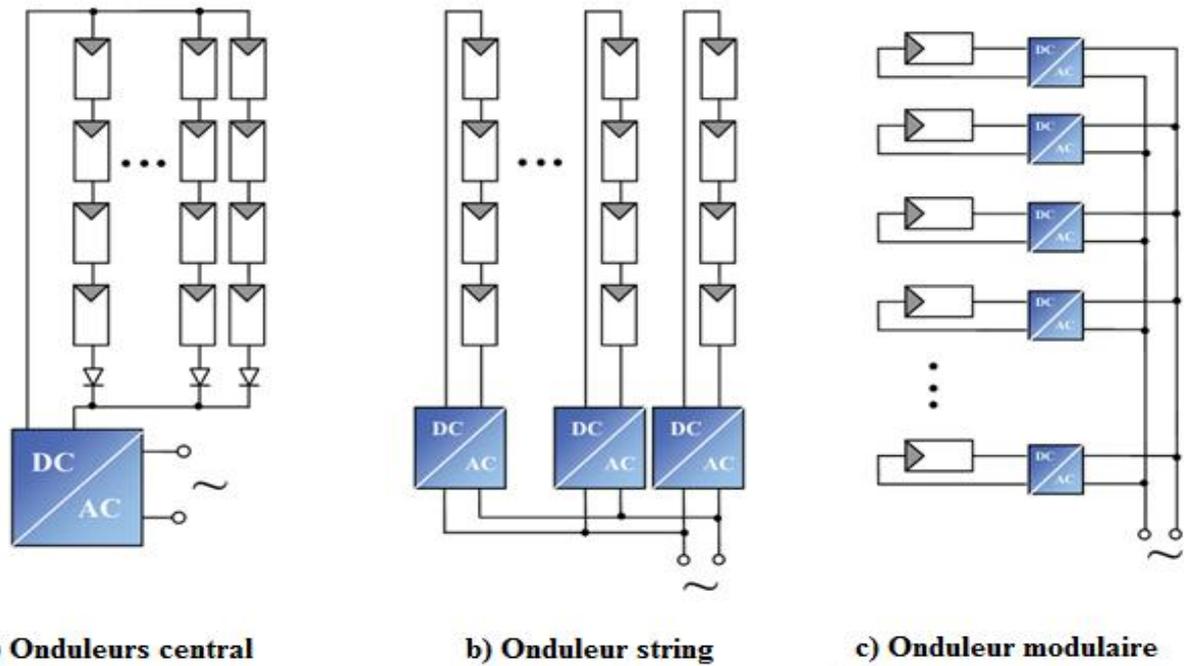


Figure 2.15 :: Différentes topologies des installations PV connectés aux réseaux électriques.

### 2.6.5.1 Installation mono-onduleur (onduleur central) :

Cette configuration est utilisée dans les petites installations avec des modules du même type ayant la même exposition. La présence d'un onduleur unique présente des avantages économiques, en réduisant l'investissement initial et les coûts d'entretien. Cependant, la défaillance de l'onduleur peut entraîner l'arrêt de la production de l'ensemble de l'installation. De plus, cette solution n'est pas très adaptée à l'agrandissement de l'installation PV, car elle augmente les problèmes de protection contre les surintensités et ceux liés à un ombrage différent, autrement dit lorsque l'exposition des panneaux n'est pas la même dans l'ensemble de l'installation.

Le fonctionnement de l'onduleur est régulé par le MPPT en tenant compte des paramètres moyens des strings raccordés à l'onduleur ; par conséquent, si tous les strings sont raccordés à un onduleur unique, l'ombrage ou la défaillance de tout ou partie des strings entraîne une réduction accrue des performances électriques de l'installation par rapport à d'autres configurations.

### 2.6.5.2 Installation avec un onduleur pour chaque string (onduleur string) :

Dans une installation de taille moyenne, chaque string peut être directement raccordé à son propre onduleur et donc fonctionner selon son propre Maximum Power Point.

Dans cette configuration, la diode, qui empêche la source de circuler dans le sens inverse, est généralement incluse dans l'onduleur. Ce dernier réalise un diagnostic de la production et assure

également la protection contre les surintensités et les surtensions d'origine atmosphérique du côté DC.

De plus, la présence d'un onduleur sur chaque string limite les problèmes de couplage entre les modules et les onduleurs de même que la réduction des performances causée par l'ombrage ou une exposition différente. Par ailleurs, avec plusieurs strings, des modules présentant différentes caractéristiques peuvent être utilisés, augmentant par conséquent l'efficacité et la fiabilité de l'ensemble de l'installation.

### 2.6.5.3 Installation multi-onduleurs (Onduleur modulaire)

Suivant ce concept, chaque module solaire dispose d'un onduleur individuel. Pour les installations plus importantes, tous les onduleurs sont connectés en parallèle côté courant alternatif. Les onduleurs modulaires sont montés à proximité immédiate du module.

Dans les installations de grande taille, le champ PV est généralement divisé en un plus grand nombre de parties (sous-champs), chacune étant alimentée par un onduleur auquel différents strings sont raccordés en parallèle. Par rapport à la configuration précédente, le nombre d'onduleurs est dans ce cas inférieur, entraînant une réduction conséquente de l'investissement et des coût d'entretien.

Cette configuration présente également l'avantage de réduire les problèmes liés à l'ombrage et à la différence d'exposition des strings mais également ceux liés à l'utilisation de modules différents, à condition que les strings du sous-champ ayant des modules et une exposition identiques soient raccordés au même onduleur.

De plus, la défaillance d'un onduleur n'implique pas la perte de production de l'ensemble de l'installation (comme dans le cas de l'onduleur unique) mais du sous-champ correspondant uniquement. Il est recommandé de pouvoir déconnecter chaque string séparément, de manière à ce que les vérifications de fonctionnement et d'entretien requises puissent être réalisées sans mettre hors service l'ensemble du générateur PV. Dans cette configuration, le diagnostic de l'installation est réalisé par un système de supervision qui vérifie la production des différents strings.

### 2.6.5.4. La conversion multi-string mixte :

En fait, la gestion multi-string est née de la combinaison entre la gestion par onduleur central et la gestion par strings. Comme illustré en figure 2.16, le principe de la conversion multi-string est basé sur de nombreux convertisseurs DC-DC modulables connectés à un

onduleur central via un bus continu. Chaque convertisseur DC-DC dispose de sa propre commande MPPT permettant à chaque string de fonctionner à son PPM. Par conséquent, le dysfonctionnement d'un GPV peut être rapidement détecté et localisé. Le fonctionnement de l'ensemble du champ ne sera donc pas affecté par le dysfonctionnement d'un seul GPV. Grâce aux convertisseurs DC-DC, il est possible de travailler sur une plus large gamme de tension PV (tension plus faible en entrée des DC/DC) optimisant ainsi la production photovoltaïque [Pet, 09], [Mak, 06], [Arr, 07].

Ce concept permet une grande modularité des GPV. On peut imaginer des systèmes dont chaque string possède des GPV de technologies ou de tailles différentes ou orientés différemment par rapport au reste du système [Pet, 09].

Plus récemment, avec le développement d'une électronique de puissance spécifique dédiée aux applications photovoltaïques, beaucoup de systèmes de conversion innovants ont été conçus, notamment des onduleurs ayant des premiers étages d'adaptation en entrée assurant la recherche de PPM.

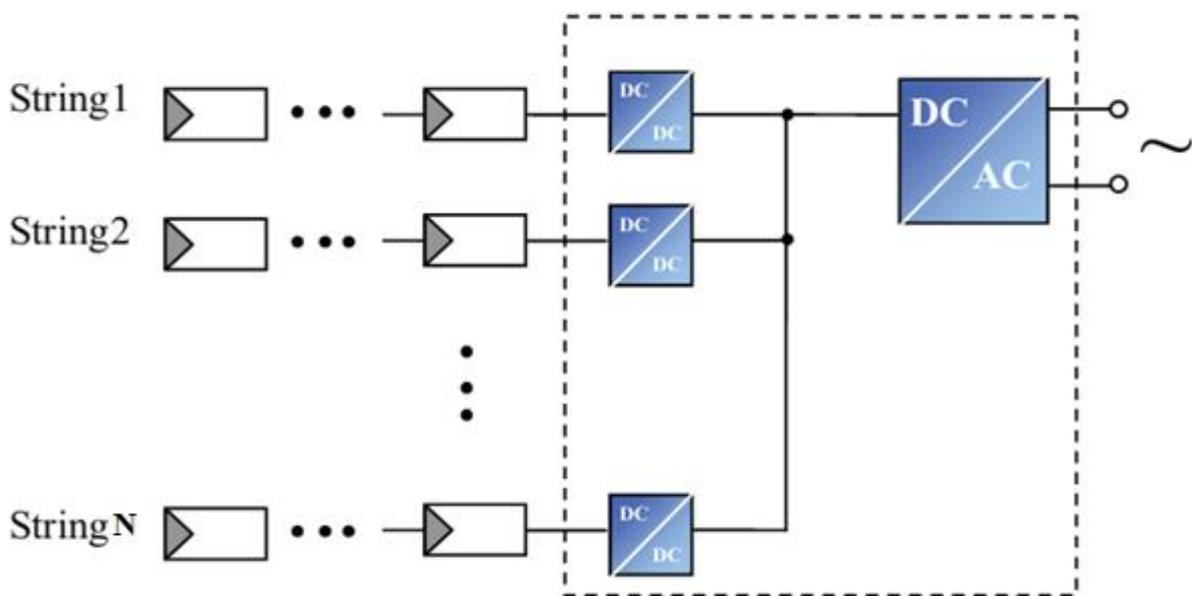


Figure 2.16 : Structure de conversion multi-string mixte.

En effet, ces dispositifs permettent aujourd'hui d'adapter et d'optimiser la production photovoltaïque par le biais de convertisseurs de puissance DC-DC insérés entre les modules photovoltaïques et l'entrée de l'onduleur. Généralement, ces étages disposent de commandes de gestion électrique plus ou moins complexes permettant d'adapter la tension PV à la tension d'entrée de l'onduleur [Pet, 09].

### 2.6.5.5 Conversion multi-string avec distribution des DC-DC MPPT en série

Ce dernier concept n'en est encore qu'à ses débuts. Une étude théorique a déjà démontré la faisabilité et la stabilité d'un tel système. La gestion distribuée montre un gain en rendement MPPT de l'ordre de 3 à 30% (suivant l'inhomogénéité d'irradiance du string) comparé à une gestion MPPT classique. Cependant, une étude réelle ainsi qu'une étude du rendement de l'ensemble de l'installation restent encore à développer afin de démontrer la viabilité de cette nouvelle gestion multi-string.

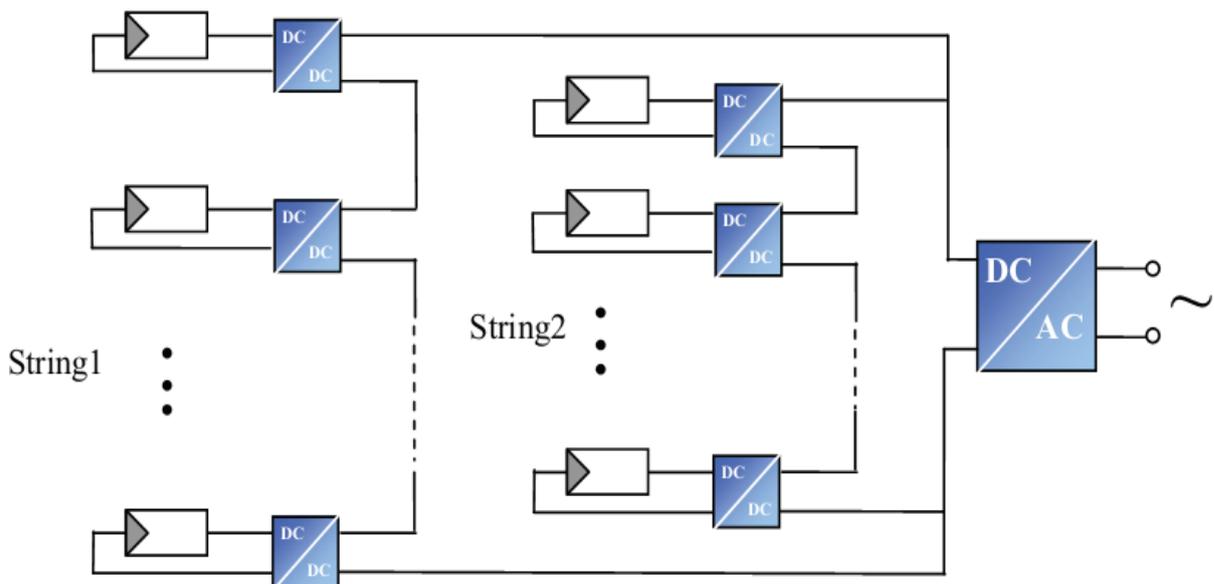


Figure 2.17 : Structure de conversion multi-string avec distribution des DC-DC MPPT en série.

### 2.6.6 Les inconvénients des onduleurs conventionnels :

Les onduleurs les plus connus jusqu'ici sont les onduleurs à deux niveaux. Ils sont largement utilisés, mais les appareils existants ont l'inconvénient majeur de présenter des pertes, à vide ou à faible charge, très élevées, leur rendement n'est donc acceptable qu'à pleine charge [Ben, 12].

Ces onduleurs à deux niveaux sont limités en tension (1.4 kV) et en puissance (1 MVA). Pour monter en puissance et en tension, on associe généralement plusieurs onduleurs en séries ou en parallèles, d'où une complication dans la commande et une augmentation du coût du système. Pour remédier à ces inconvénients, la solution naturelle consiste à réaliser une mise en série des éléments conducteurs de manière à réduire la tension à commuter en des valeurs plus petites et directement commutables par les semi-conducteurs actuels.

Les onduleurs multi-niveaux permettent d'augmenter la tension de sortie des convertisseurs statiques au delà des limites des semi-conducteurs.

## **2.7. Conclusion :**

Dans ce chapitre, nous avons présenté une modélisation des différents types des convertisseurs entre les générateurs PV et les charges. On a exposé les différents convertisseurs à savoir DC/DC et DC/AC. Pour les premiers nous avons illustré une méthode utilisée pour la commande du MPPT. Pour les seconds convertisseurs, on a donné les différentes topologies des onduleurs utilisés dans les systèmes PV pour leur raccordement aux réseaux électriques.

En vue que la gamme d'utilisation des onduleurs à deux niveaux est limitée en tension c'est pour ça on va essayer de rechercher une alternative technique qui remédiera à cette limitation lors des installations de fortes puissances PV.

Dans notre étude, on propose comme une solution les onduleurs multi-niveaux qui ils seront étudiés en détails dans le chapitre qui suit.

## **Chapitre 3**

# **Modélisation et commande de l'onduleur à neuf niveaux à structure NPC**

### 3.1. Introduction

L'augmentation de la demande en énergie est toujours grandissante et constituera sans aucun doute un enjeu majeur lors de prochaines décennies, une des solutions possibles consiste à augmenter la production d'énergie, une autre façon de faire consiste à augmenter l'efficacité des équipements déjà existants. L'utilisation des convertisseurs plus efficaces tels que les convertisseurs multi niveaux peuvent être envisagés [Gré, 10]. Convertisseurs multi-niveaux ont ouvert une porte pour les progrès dans la technologie de conversion d'énergie électrique, non seulement dans les applications de haute puissance, mais aussi pour des conceptions de puissance moyenne et basse, car ils présentent les avantages d'une faible distorsion harmonique, et une plus grande efficacité par rapport aux convertisseurs à deux niveaux conventionnels. En effet, l'apparition et le perfectionnement de nouveaux composants de puissance commandables à l'ouverture et à la fermeture tels que les GTO et IGBT, ont permis la conception de nouveaux convertisseurs fiables, rapides et puissants [Bou, 05], [Bou, 06], [Tal, 04].

Dans le cadre de notre travail, nous traitons dans ce chapitre une structure de convertisseurs multi niveaux : onduleur de tension à neuf niveaux à structure NPC (neutral point clamping). Ce dernier permet d'augmenter la puissance délivrée par le générateur photovoltaïque à la charge grâce à sa topologie. Ainsi, il permet de générer une tension la plus sinusoïdale possible, et d'améliorer le taux d'harmoniques grâce au nombre élevé de niveaux de tension offert par la structure de ce nouveau convertisseur. L'utilisation de ce dernier dans les domaines photovoltaïques de haute tension et forte puissance permet de résoudre simultanément les difficultés relatives à l'encombrement et à la commande des groupements d'onduleurs à deux niveaux généralement utilisés dans ce type d'applications.

### 3.2. Définition des onduleurs multi-niveaux :

Un convertisseur statique est dit « multi-niveaux » lorsqu'il génère une tension découpée de sortie composée d'au moins trois niveaux. Les premières topologies multi-niveaux ont été introduites au début des années quatre-vingt Nabae, Takahachi et al 1981 [Gré, 10]. La valeur limitée de la tension de blocage des interrupteurs réalisables jusqu'à présent est à la base du développement des onduleurs multi-niveaux. Cette valeur limite est repoussée au fil de l'amélioration des techniques de réalisation, mais elle est toujours inférieure à une dizaine de kV, et ne devrait franchir cette limite qu'avec l'avènement de nouvelles technologies. Cette tension est inférieure à la tension de service des équipements haute tension. La réalisation d'un convertisseur multi-niveau consiste à employer un convertisseur de topologie plus complexe. Leur commande nécessite davantage de signaux, mais le convertisseur résultant présente de

meilleures performances. En plus de permettre d'obtenir une tension de service plus élevée [Mar, 05].

### 3.3. Intérêt des onduleurs multi-niveaux :

Ce type de convertisseurs présente essentiellement deux avantages. D'une part les structures multi-niveaux permettent de limiter les contraintes en tension subies par les interrupteurs de puissance : chaque composant, lorsqu'il est à l'état bloqué, supporte une fraction d'autant plus faible de la pleine tension de bus continu que le nombre de niveaux est élevé. D'autre part, la tension de sortie délivrée par les convertisseurs multi-niveaux présente d'intéressantes qualités spectrales. Le fait de multiplier le nombre de niveaux intermédiaires permet de réduire l'amplitude de chaque front montant ou descendant de la tension de sortie. L'amplitude des raies harmoniques est par conséquent d'autant moins élevée. Dans le cas plus précis d'un fonctionnement en modulation de largeur d'impulsion, le recours à un convertisseur multi-niveaux associé à une commande judicieuse des composants de puissance permet en outre de supprimer certaines familles de raies harmoniques [Aim, 03].

Leur principal avantage est le haut niveau d'efficacité qui est atteint par la réduction des harmoniques créés lors de la conversion de tension. Pour un convertisseur CC/AC par exemple la modulation par largeur d'impulsion se fait habituellement entre deux niveaux, lorsqu'un plus grand nombre de niveaux est utilisé, les résultants obtenus se rapprochent plus de la modulante, généralement sinusoïdale, en conséquence les harmoniques sont réduits. Ainsi, il est possible de réduire la dimension des filtres ou même de les éliminer complètement un autre avantage est la réduction de la fréquence de commutation réduisant ainsi les pertes par commutation, dans certains cas selon le choix de la topologie la tension que doivent supporter les différents interrupteurs est réduite [Gré, 10].

Parmi les performances les plus intéressantes sont le rendement du convertisseur et la qualité de sa tension de sortie, celle-ci étant essentiellement exprimée en terme de résolution obtenue. Pour cela, nous nous intéresserons aux convertisseurs multi-niveaux symétriques qui semblent adaptés aux systèmes PV. Ces convertisseurs sont constitués de cellules onduleurs connectées en série. Les différentes tâches sont réparties entre différentes cellules, alors que les cellules des convertisseurs multi-niveaux symétriques partagent les mêmes fonctions. Les cellules haute tension des convertisseurs multi-niveaux symétriques sont chargées de convertir le gros de la puissance, tandis que leurs cellules basse tension ont pour mission d'améliorer la résolution et d'effectuer la modulation. La combinaison d'interrupteurs de propriétés différentes permet d'améliorer la résolution et (idéalement) le rendement du convertisseur [Mar, 05].

## 3.4 Les avantages et les inconvénients des onduleurs multi-niveaux

### 3.4.1 Les avantages

Un convertisseur multi-niveau présente d'autres avantages que l'on peut résumer dans les points suivants [Mar, 05]:

1- La résolution obtenue est plus élevée, le convertisseur est capable de générer plus que deux ou trois niveaux. Le réglage de la tension est plus fin, ce qui permet de réduire les contraintes imposées à la charge qui subit sans cela une tension qui commute entre ses deux valeurs maximales. La taille des filtres passifs parfois nécessaires pour limiter ces sollicitations peut être réduite.

2- Dans le même temps, le système gagne une plus grande dynamique et cela permet un réglage plus rapide.

3 - La tension commutée est réduite à la valeur du pas du convertisseur, c'est-à-dire à la valeur de tension bloquée par ses interrupteurs. Cela réduit d'autant les pertes par commutation. D'autre part, la fréquence de pulsation de chacun de ses éléments est plus basse que la fréquence de pulsation apparente de la tension appliquée à la charge. Cela autorise une augmentation de cette fréquence de pulsation qui permet une réduction de la dimension des filtres ou une amélioration de la qualité des signaux filtrés.

4 - En terme de production, selon la topologie choisie, il est possible de réaliser un convertisseur modulaire composé de modules identiques. Le nombre de modules peut éventuellement être adapté à la tension de service du convertisseur.

### 3.4.2 Les inconvénients [Mar, 05]

Moyennant un accroissement de complexité et de coût, il est imaginable d'avoir des modules redondants permettant la poursuite du fonctionnement du convertisseur en cas de défaillance de modules. Il ne faut toutefois pas trop s'enthousiasmer sur le gain possible en terme de fiabilité, car l'augmentation de complexité va généralement de pair avec la diminution de la fiabilité. En effet, le nombre de défaillances possibles augmente considérablement, il est donc difficile de prévoir ce qui va se passer suite à la défaillance d'un ou de plusieurs modules.

## 3.5. Différents topologie des onduleurs multi-niveaux

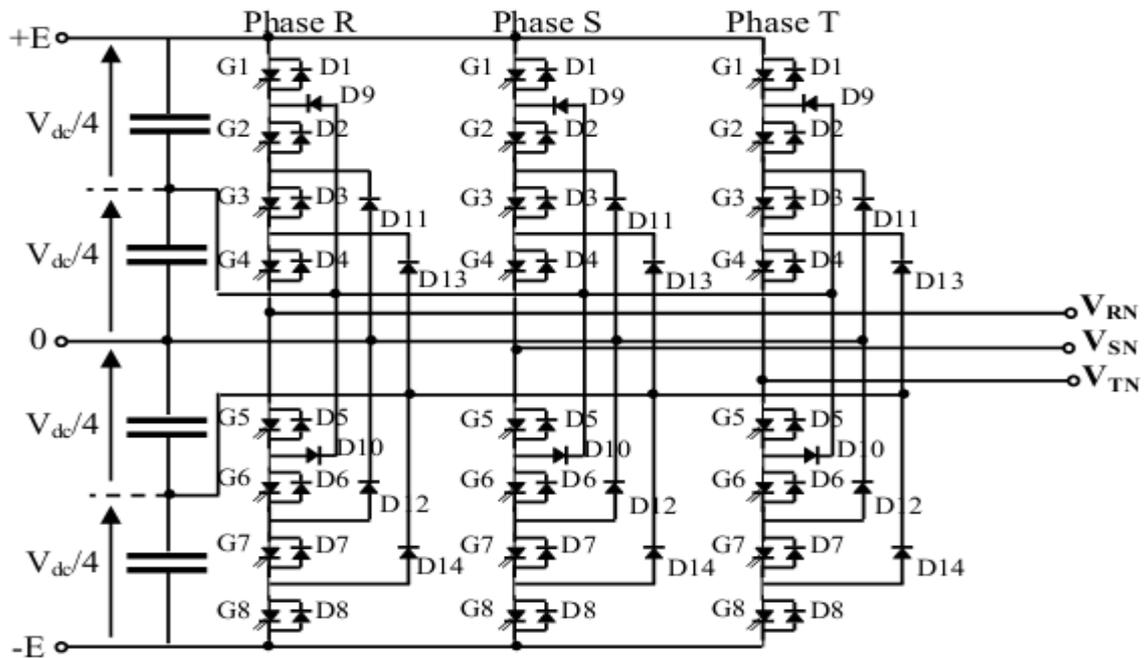
L'objectif de cette partie est de donner un aperçu général des trois topologies de base des onduleurs multi-niveaux [Bou, 05], [Bou, 13]:

- la topologie à diode de bouclage(NPC) ;

- la topologie à condensateur flottant ;
- la topologie en cascade ;

### 3.5.1. Onduleur de tension à diode de bouclage :

Cette structure d'onduleur multi-niveaux a été introduite par A. Nabae et H. Akagi en 1981 [Gré, 10]. L'objectif était de réduire l'amplitude des harmoniques injectés par l'onduleur dans la charge pour des applications de type alimentation de moteur [Bou, 13], [Mar, 05]. L'onduleur NPC à cinq niveau est illustré dans la figure (3.1) [Bou, 05].



**Figure 3.1 :** Topologie d'onduleur triphasé à structure NPC cinq niveaux

Pour la génération de trois niveaux de tension, la topologie NPC présente plusieurs avantages par rapport à la topologie d'onduleur à deux niveaux. [Bou, 13] :

- les composants de puissance à semi-conducteur bloquent une tension inverse égale seulement à la moitié de la tension de la source continue ;
- toutes les phases partagent le même bus continu ;
- la fréquence fondamentale assure un haut rendement ;
- la méthode de contrôle est relativement simple ;
- la forme d'onde résulte donne une meilleure qualité spectrale par rapport à celle d'un onduleur triphasé classique, ce qui rend les filtres passifs peu volumineux.

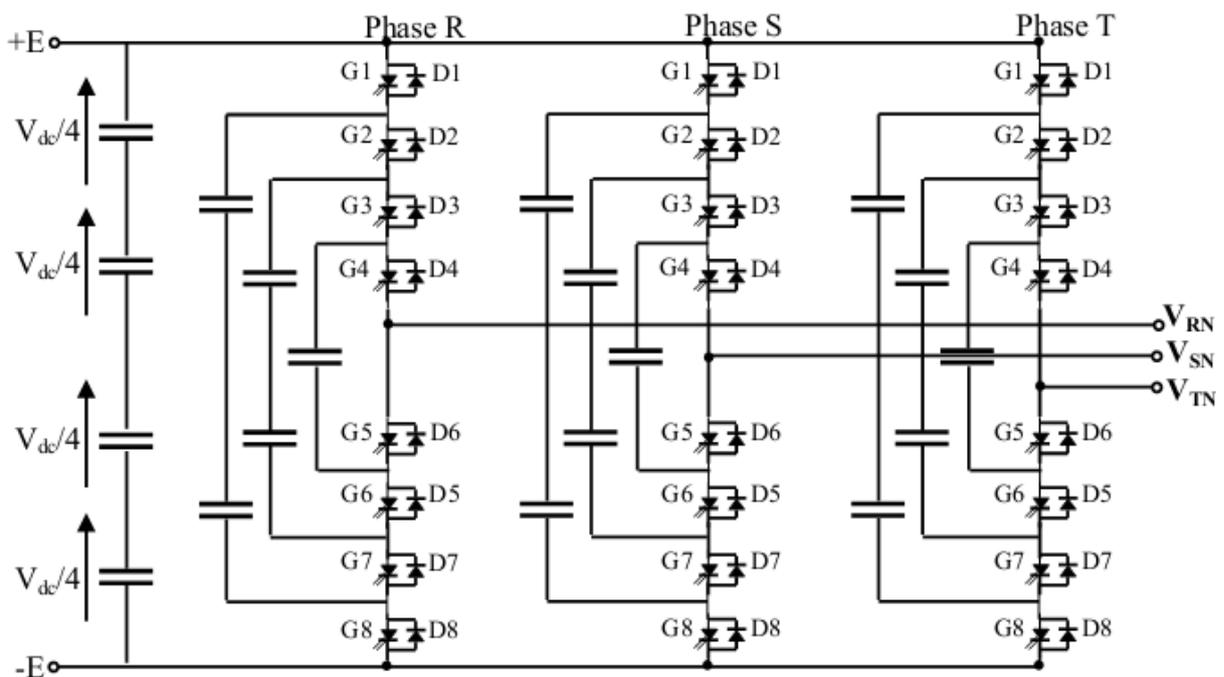
Par contre, cette topologie présente plusieurs difficultés techniques dans les cas de grande puissance tel que :

- pour les topologies avec plus de trois niveaux, les diodes de bouclage peuvent augmenter les contraintes en tension jusqu'à une valeur égale à  $E (N-1)/N$ . Donc, les connexions des diodes en série pourraient être exigées et cela complique la conception et soulève des questions de fiabilité et du coût de réalisation ;
- cette topologie exige des diodes de bouclage à vitesse de commutation élevée qui doivent être capable de supporter le courant de la pleine charge ;
- différents calibres pour les appareils de commutation sont nécessaires en raison de leur conduction cyclique.

### 3.5.2. Onduleur de tension à condensateur Flottant :

Dans la topologie multi niveaux proposée par T. Meynard et H. Foch 1992 [Bou, 13]. La structure de ce convertisseur est similaire à celle de l'onduleur à diode de bouclage sauf qu'au lieu d'utiliser des diodes de blocage, l'onduleur utilise des condensateurs à leur place. D'où l'appellation «Onduleur à Condensateurs Flottants ». Cette structure est proposée pour résoudre d'une part le problème de balancement de tension, et d'autre part le nombre excessif des diodes.

Dans la topologie suivante, figure (3.2), on représente l'onduleur à condensateur flottant triphasé à cinq niveau [Bou, 13].



**Figure 3.2 :** Structure d'onduleur triphasée à cinq niveaux à condensateurs flottants.

Ce type de convertisseurs présente plusieurs avantages [Lab, 05] :

- le concept de condensateur Flottant peut être appliqué à un certain nombre de convertisseurs de différents types, DC /AC ou AC/ DC ;

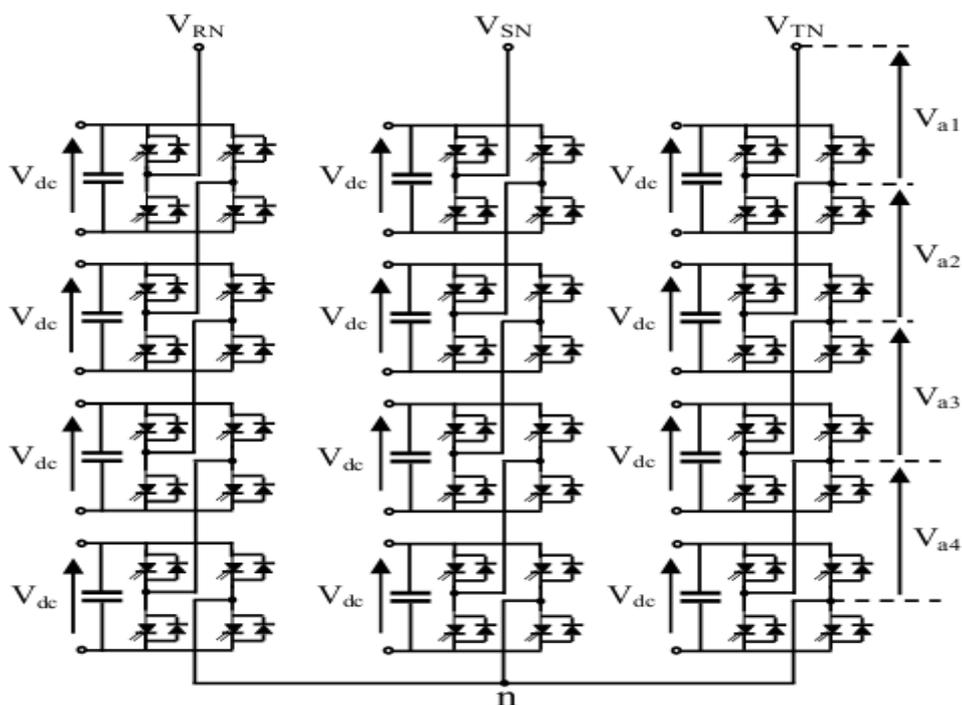
- la plupart des stratégies de modulation sont facilement appliquées à cette topologie ;
- les tensions sur les condensateurs sont automatiquement équilibrées par cette stratégie de modulation conventionnelle;
- la charge est par défaut partagé équitablement entre les commutateurs ;
- la topologie est modulaire et ne dépend pas d'un transformateur.

Néanmoins, cette topologie présente quelques inconvénients, tels que:

- la topologie exige beaucoup de condensateurs à haute tension-beaucoup plus nombreux que d'autres topologies. Ces condensateurs doivent conduire le courant de pleine charge pendant au moins une partie du cycle de commutation. Heureusement, si la fréquence de commutation est élevée, ces condensateurs peuvent généralement être relativement faibles en valeur de la capacité ;
- la topologie n'est pas intrinsèquement tolérante aux pannes.

### 3.5.3. Onduleur de tension en cascade

Les onduleurs multiniveaux en cascade est une structure relativement nouvelle. Un onduleur multiniveaux en cascade est tout simplement une connexion en série de plusieurs onduleurs monophasés. Les onduleurs multi-niveaux en cascade ont introduit l'idée d'utiliser des sources DC séparées pour produire une onde de tension AC. Chaque onduleur monophasé est connecté à sa propre source en courant continu. Les sorties de chaque onduleur monophasé, est une onde de tension alternative, Figure (3.3). [ Bou, 05], [Bou, 13].



**Figure (3.3):** Structure d'un onduleur triphasé à neuf niveaux en cascade

Comme toutes structures, l'onduleur multi-niveaux en cascade possède des avantages et inconvénients dont on peut citer:

**Avantages:**

- pour atteindre le même nombre de niveaux de tension, ce type de convertisseurs nécessite moins de composants ;
- contrairement à l'onduleur à diode de bouclage et à condensateur flottant, aucune diode supplémentaire n'est nécessaire ;
- fabrication modulaire, comme chaque pont monophasé a la même structure ;
- la tension de sortie totale de phase est une sommation des tensions produites par chaque onduleur monophasé ;
- les petites sources à courant continu sont généralement impliquées, ce qui entraîne moins de problèmes de sécurité ;
- le nombre de niveaux possibles de tension de sortie est plus du double du nombre de sources à courant continu ( $N = 2s + 1$ ).

**Inconvénients:**

- pour un système à trois phases, il faudra plus de commutateurs que dans un onduleur traditionnel ;
- nécessité d'équilibrer les sources DC entre les différents niveaux ;
- besoin de plusieurs connecteurs/câbles pour connecter les sources DC [Bou, 13].

### 3.6. Différents stratégies de commande des convertisseurs multiniveaux

Les stratégies de commande des convertisseurs multiniveaux sont en général une adaptation de celles appliquées aux convertisseurs à deux niveaux. Dans cette partie, nous présentons quelques techniques de commande. Les méthodes de modulation utilisée dans les onduleurs multiniveaux peuvent être classées en fonction de la fréquence de commutation. La méthode la plus populaire dans les applications industrielles est celle à MLI à porteuse sinusoïdale (SPWM) qui utilise la technique du décalage de phase pour réduire les harmoniques de la tension de charge.

#### 3.6.1. Commande par Modulation de Largeur d'Impulsions

La commande par MLI consiste à découper la tension de sortie générée par le convertisseur en une série de motifs élémentaires de période très faible, et de rapport cyclique variable dans le temps. L'évolution temporelle du rapport cyclique de chaque interrupteur est alors déterminée par un signal modulant que l'on choisit en général sinusoïdal. Les ordres de

commande de chaque cellule sont générés par l'intersection entre une porteuse triangulaire et le signal modulant. Selon la stratégie adoptée, ce dernier peut être échantillonné en synchronisme avec la porteuse triangulaire, ou comparé directement à celle-ci. Chaque interrupteur commute à une fréquence imposée par celle de la porteuse. Cette méthode de commande permet [Bou, 13]:

- de repousser vers des fréquences élevées les harmoniques de la tension de sortie ;
- de faire varier la valeur du fondamental de la tension de sortie.

Cette méthode peut être composée à trois types :

### 3.6.1.1. Modulation sinusoïdale classique

Comme pour les onduleurs à deux niveaux, les signaux de commande des interrupteurs sont obtenus à partir des intersections des trois signaux de référence sinusoïdaux déphasés entre eux de  $120^\circ$ , de fréquence  $f_{ref}$  et d'amplitude  $A_{ref}$ , avec un signal triangulaire d'amplitude  $A_p$  et de fréquence  $f_p$ , très supérieure à  $f_{ref}$ .

### 3.6.1.2. Modulation sinusoïdale triangles multiples

Cette technique est basée, dans son principe, sur la modulation sinusoïdale classique. Pour un onduleur à trois niveaux, elle recommande l'utilisation de deux signaux triangulaires de même fréquence  $f_p$  et de même amplitude  $A_p$ . Ces signaux triangulaires sont comparés, pour chaque phase, avec un signal de référence d'amplitude  $A_{ref}$  et de fréquence  $f_{ref}$ . C'est la modulation sinusoïdale à double triangle.

Pour les onduleurs avec un nombre de niveaux  $N$  supérieur à trois, la technique sinusoïdale classique avec son signal triangulaire unique, ne permet pas la génération de tous les signaux de commande requis. Alors, c'est la modulation sinusoïdale à triangles multiples qui le permet. Cette technique nécessite  $(N-1)$  signaux triangulaires de même fréquence  $f_p$  et de même amplitude  $A_p$ .

Le taux de modulation d'amplitude  $m_a$  et le rapport de fréquence ou bien le taux de modulation de fréquence  $m_f$  sont donnés respectivement par les expressions (3.1) et (3.2) :

$$m_a = A_{ref} / (N-1) A_p \quad (3.1)$$

$$m_f = f_p / f_{ref} \quad (3.2)$$

### 3.6.1.3. Modulation sinusoïdale modifiée

Selon la caractéristique de la MLI sinusoïdale, les largeurs des impulsions s'approchent de l'amplitude maximale de l'onde sinusoïdale à un point à pas changé significativement avec la variation de l'indice de modulation.

Cela est dû à la caractéristique d'une onde sinusoïdale et la technique de MLI sinusoïdale peut être modifiée en appliquant l'onde sinusoïdale durant le début et la fin d'un intervalle de  $60^\circ$  par demi-cycle; c'est à dire  $0$  à  $60^\circ$  et de  $120^\circ$  à  $180^\circ$ .

Ce type de modulation est connu sous le nom de MLI sinusoïdale modifiée. La composante fondamentale est ainsi augmentée et les caractéristiques des harmoniques sont améliorées. [Bou, 13].

### 3.6.2. Modulation vectorielle :

A la différence de la MLI intersective, dans la MLI vectorielle les vecteurs à appliquer et les temps d'application de ces vecteurs afin d'obtenir en valeur moyenne une tension de référence à partir des états de commutation de l'onduleur sont calculés analytiquement à travers des équations mathématiques. Chacun des états possibles du convertisseur est représenté par un vecteur de tension. L'ensemble de ces vecteurs forme le diagramme vectoriel des tensions du convertisseur. En général, la valeur moyenne du vecteur de référence peut être calculée en utilisant plus d'un vecteur par cycle de modulation, par l'approximation MLI valeur moyenne. Si l'on sélectionne les vecteurs adéquats et si l'on les applique dans l'ordre correct il est possible d'obtenir une fréquence de commutation à la sortie relativement élevée avec une fréquence de commutation réduite au niveau de composante. La modulation vectorielle diffère, entre autres, des techniques intersectives par le fait que les signaux de commandes sont élaborés en tenant compte de l'état des trois bras de l'onduleur en même temps [Bou, 13].

### 3.6.3. Elimination d'Harmoniques sélective :

Cette technique de modulation, qui est une méthode très efficace et très importante pour la commande des onduleurs à deux niveaux afin d'améliorer beaucoup plus la qualité de leurs tensions de sortie. Elle consiste à former l'onde de sortie de l'onduleur d'une succession de créneaux de largeurs variables. Généralement, on utilise une onde qui présente une double symétrie par rapport au quart et à la demi- période [Bou, 13].

## 3.7. Commandabilité des convertisseurs statiques

Un convertisseur statique est dit en mode commandable si les transitions entre différentes configurations dépendent uniquement de la commande externe (commande des bases des semi-conducteurs) et non plus des commandes internes (grandeurs électriques) [Bou, 06], [Tal, 04] et le régime de conduction est un régime continu.

Nous supposons par la suite que ces conditions sont toujours vérifiées. De ce fait, on peut définir les notions de fonction de connexion et de commutation, avec des hypothèses suivantes

[Bou, 06]:

- la chute de tension aux bornes des semi-conducteurs est supposée faible ;
- la charge est triphasée, couplée en étoile avec neutre isolé.

Alors on a:

$$\begin{cases} V_A + V_B + V_C = 0 \\ I_A + I_B + I_C = 0 \end{cases} \quad (3.3)$$

Les tensions de référence, de l'onduleur triphasé, permettant de générer un système de tension triphasé équilibré sont définies par le système (3.4) :

$$\begin{aligned} V_{ref1} &= V_m \sin(\omega.t) \\ V_{ref2} &= V_m \sin\left(\omega.t - \frac{2\pi}{3}\right) \\ V_{ref3} &= V_m \sin\left(\omega.t - \frac{4\pi}{3}\right) \end{aligned} \quad (3.4)$$

### 3.8. Modélisation de l'onduleur triphasé à neuf niveaux à structure NPC

#### 3.8.1. Principe de fonctionnement :

Parmi multi-topologies, convertisseurs à structure NPC sont particulièrement intéressants en raison de leur simplicité. Les multiples niveaux de tension sont obtenus grâce à un montage en série de condensateurs identiques [Bus, 09].

L'onduleur à neuf niveaux à structure NPC (ou bien à diodes flottantes) est une nouvelle structure de conversion utilisée pour alimenter les machines à courant alternatif de forte puissance à tension et à fréquence variable.

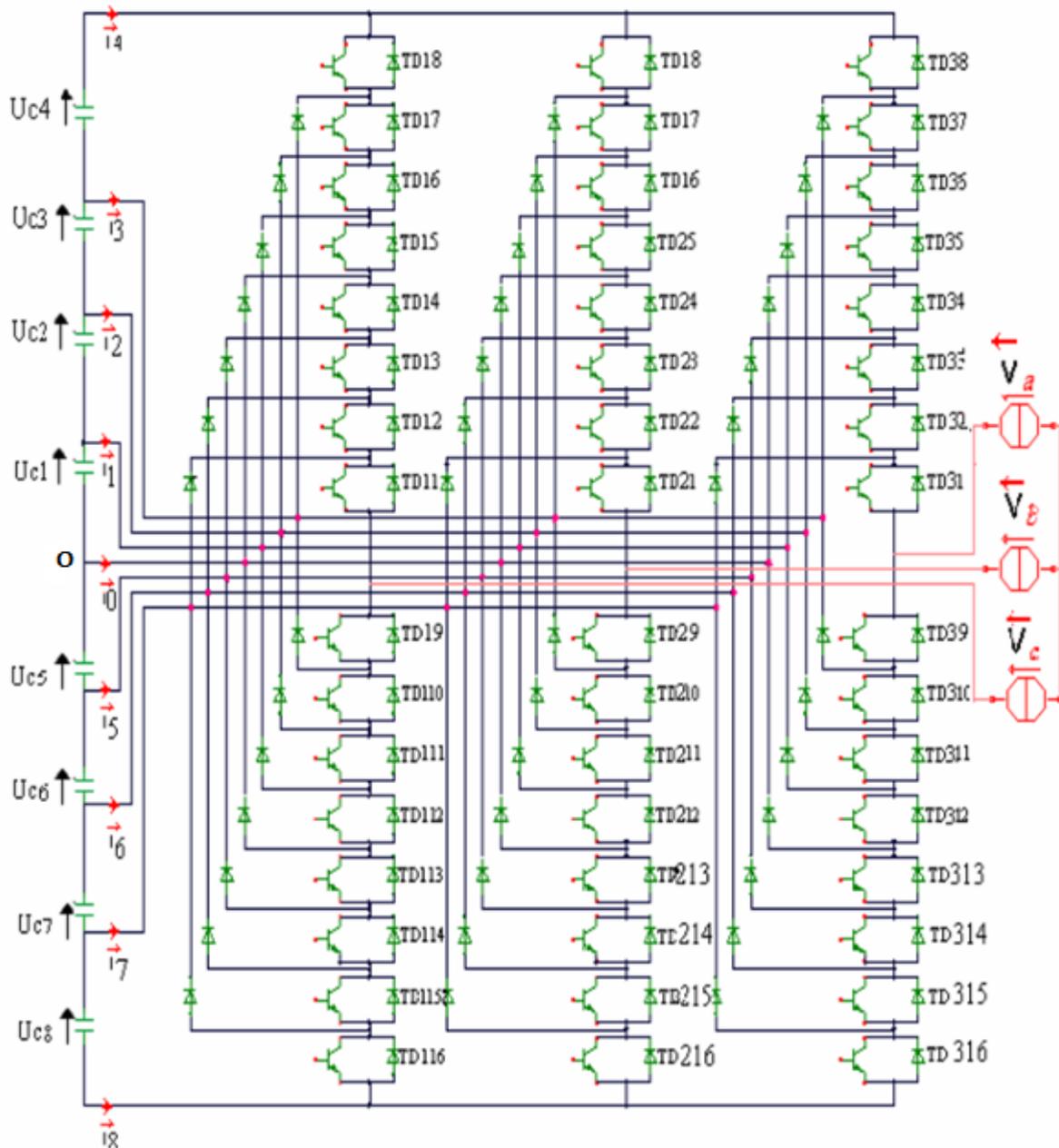
En général, dans les structures NPC, pour l'obtention d'une tension de N-niveaux, N-1 capacités sont nécessaires. Les tensions aux bornes de ces condensateurs sont toutes égales à  $E/(N-1)$  où E représente la tension de l'entrée de l'onduleur. Il est composé de  $2*(N-1)$  interrupteurs connectés en série [Bou, 13]. Chaque couple d'interrupteurs forme une cellule de commutation, ces deux interrupteurs sont donc commandés de façon complémentaire.

Donc, l'onduleur triphasé à neuf niveaux se compose de trois bras symétriques constitué chacun de (16) interrupteurs bidirectionnels en série, Chaque interrupteur est composé d'un transistor "GTO, IGBT,...", et d'une diode montée en tête bêche (figure 3.4) et (14) diodes, on les appelle les diodes flottantes. Chaque bras est relié à une alimentation continue de force électromotrice ( $8U_c$ ), ces huit générateurs sont égaux ( $U_{c1}=U_{c2}=U_{c3}=U_{c4}=U_{c5}=U_{c6}=U_{c7}=U_{c8}=U_c$ ).



**Figure 3.4** Interrupteur bidirectionnel équivalent à la pair "Transistor-Diode"

La représentation schématique de cet onduleur est donnée par la figure 3.5.



**Figure 3.5** Onduleur à neuf niveaux triphasé à diodes flottants (NPC)

La symétrie des onduleurs triphasés permet leur modélisation par bras, ensuite en déduit celui de l'onduleur complet. Donc, pour décrire le fonctionnement de l'onduleur triphasé à

neuf de type NPC, on considère un seul bras dont la structure est représentée dans la figure 3.6. Il faut déterminer les valeurs que peut prendre la tension simple  $V_{ao}$  entre la borne "a" de la charge et le point neutre O. Cette tension est entièrement définie par l'état (0 ou 1) des 16 interrupteurs TD1-1, TD1-2, .....,TD1-16 du bras.

Chaque branche du convertisseur est vue comme un commutateur dont les positions permettent de modifier le potentiel du point K. Ce point est connecté à chaque fois à l'une des tensions aux bornes des condensateurs qui sont mis en série.

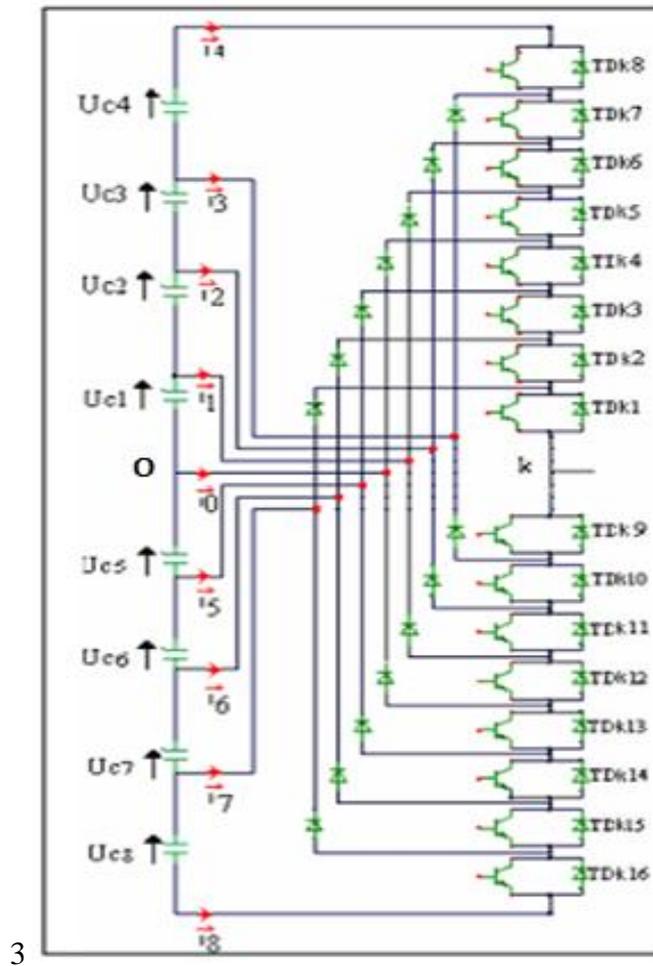


Figure 3.6 Structure d'un bras de l'onduleur triphasé à neuf niveaux

Pour ce type d'onduleurs, seules neuf séquences sont fonctionnelles. Elles sont décrites comme suit:

- ✓ Séquence1: TD<sub>1-1</sub>, TD<sub>1-2</sub>, TD<sub>1-3</sub>, TD<sub>1-4</sub>, TD<sub>1-5</sub>, TD<sub>1-6</sub>, TD<sub>1-7</sub>, TD<sub>1-8</sub> sont passants et TD<sub>1-9</sub>, TD<sub>1-10</sub>, TD<sub>1-11</sub>, TD<sub>1-12</sub>, TD<sub>1-13</sub>, TD<sub>1-14</sub>, TD<sub>1-15</sub>, TD<sub>1-16</sub> sont bloqués:
  - Dans ce cas la tension de sortie est :  $V_{ao} = +4U_c$ .
  - La tension inverse appliquée aux bornes des interrupteurs bloqués est:

$$V_{TD1-9} = V_{TD1-10} = V_{TD1-11} = V_{TD1-12} = V_{TD1-13} = V_{TD1-14} = V_{TD1-15} = V_{TD1-16} = +U_c = E/8.$$

- ✓ Séquence2:  $TD_{1-1}, TD_{1-2}, TD_{1-3}, TD_{1-4}, TD_{1-5}, TD_{1-6}, TD_{1-7}, TD_{1-16}$  sont passants et  $TD_{1-8}, TD_{1-9}, TD_{1-10}, TD_{1-11}, TD_{1-12}, TD_{1-13}, TD_{1-14}, TD_{1-15}$  sont bloqués:

- Dans ce cas la tension de sortie est :  $V_{ao} = +3Uc$ .
- La tension inverse appliquée aux bornes des interrupteurs bloqués est:

$$V_{TD1-8} = V_{TD1-9} = V_{TD1-10} = V_{TD1-11} = V_{TD1-12} = V_{TD1-13} = V_{TD1-14} = V_{TD1-15} = +Uc = E/8.$$

- ✓ Séquence3:  $TD_{1-1}, TD_{1-2}, TD_{1-3}, TD_{1-4}, TD_{1-5}, TD_{1-6}, TD_{1-15}, TD_{1-16}$  sont passants et  $TD_{1-7}, TD_{1-8}, TD_{1-9}, TD_{1-10}, TD_{1-11}, TD_{1-12}, TD_{1-13}, TD_{1-14}$  sont bloqués:

- Dans ce cas la tension de sortie est :  $V_{ao} = +2Uc$ .
- La tension inverse appliquée aux bornes des interrupteurs bloqués est:

$$V_{TD1-7} = V_{TD1-8} = V_{TD1-9} = V_{TD1-10} = V_{TD1-11} = V_{TD1-12} = V_{TD1-13} = V_{TD1-14} = +Uc = E/8.$$

- ✓ Séquence4:  $TD_{1-1}, TD_{1-2}, TD_{1-3}, TD_{1-4}, TD_{1-5}, TD_{1-14}, TD_{1-15}, TD_{1-16}$  sont passants et  $TD_{1-6}, TD_{1-7}, TD_{1-8}, TD_{1-9}, TD_{1-10}, TD_{1-11}, TD_{1-12}, TD_{1-13}$  sont bloqués:

- Dans ce cas la tension de sortie est :  $V_{ao} = +Uc$ .
- La tension inverse appliquée aux bornes des interrupteurs bloqués est:

$$V_{TD1-6} = V_{TD1-7} = V_{TD1-8} = V_{TD1-9} = V_{TD1-10} = V_{TD1-11} = V_{TD1-12} = V_{TD1-13} = +Uc = E/8.$$

- ✓ Séquence 5:  $TD_{1-1}, TD_{1-2}, TD_{1-3}, TD_{1-4}, TD_{1-13}, TD_{1-14}, TD_{1-15}, TD_{1-16}$  sont passants et  $TD_{1-5}, TD_{1-6}, TD_{1-7}, TD_{1-8}, TD_{1-9}, TD_{1-10}, TD_{1-11}, TD_{1-12}$  sont bloqués:

- La charge est mise en court-circuit à travers les interrupteurs. Donc, le point « a » est relié directement au point neutre O. Alors, la tension de sortie  $V_{ao}$  est nulle  $V_{ao} = 0$ .
- La tension inverse appliquée aux bornes des interrupteurs bloqués est:

$$V_{TD1-5} = V_{TD1-6} = V_{TD1-7} = V_{TD1-8} = V_{TD1-9} = V_{TD1-10} = V_{TD1-11} = V_{TD1-12} = +Uc = E/8.$$

- ✓ Séquence 6:  $TD_{1-1}, TD_{1-2}, TD_{1-3}, TD_{1-12}, TD_{1-13}, TD_{1-14}, TD_{1-15}, TD_{1-16}$  sont passants et  $TD_{1-4}, TD_{1-5}, TD_{1-6}, TD_{1-7}, TD_{1-8}, TD_{1-9}, TD_{1-10}, TD_{1-11}$  sont bloqués:

- Dans ce cas la tension de sortie est :  $V_{ao} = -Uc$
- la tension inverse appliquée aux bornes des interrupteurs bloqués est :

$$V_{TD1-4} = V_{TD1-5} = V_{TD1-6} = V_{TD1-7} = V_{TD1-8} = V_{TD1-9} = V_{TD1-10} = V_{TD1-11} = +Uc = E/8.$$

- ✓ Sequence 7:  $TD_{1-1}, TD_{1-2}, TD_{1-11}, TD_{1-12}, TD_{1-13}, TD_{1-14}, TD_{1-15}, TD_{1-16}$  sont passants et  $TD_{1-3}, TD_{1-4}, TD_{1-5}, TD_{1-6}, TD_{1-7}, TD_{1-8}, TD_{1-9}, TD_{1-10}$  sont bloqués:

- Dans ce cas la tension de sortie est :  $V_{ao} = -2Uc$
- la tension inverse appliquée aux bornes des interrupteurs bloqués est :

$$V_{TD1-3} = V_{TD1-4} = V_{TD1-5} = V_{TD1-6} = V_{TD1-7} = V_{TD1-8} = V_{TD1-9} = V_{TD1-10} = +U_c = E/8.$$

- ✓ Sequence 8:  $TD_{1-1}, TD_{1-10}, TD_{1-11}, TD_{1-12}, TD_{1-13}, TD_{1-14}, TD_{1-15}, TD_{1-16}$  sont passants et  $TD_{1-2}, TD_{1-3}, TD_{1-4}, TD_{1-5}, TD_{1-6}, TD_{1-7}, TD_{1-8}, TD_{1-9}$  sont bloqués:

- Dans ce cas la tension de sortie est :  $V_{ao} = -3U_c$
- la tension inverse appliquée aux bornes des interrupteurs bloqués est :

$$V_{TD1-2} = V_{TD1-3} = V_{TD1-4} = V_{TD1-5} = V_{TD1-6} = V_{TD1-7} = V_{TD1-8} = V_{TD1-9} = +U_c = E/8.$$

- ✓ Sequence 9:  $TD_{1-9}, TD_{1-10}, TD_{1-11}, TD_{1-12}, TD_{1-13}, TD_{1-14}, TD_{1-15}, TD_{1-16}$  sont passants et  $TD_{1-1}, TD_{1-2}, TD_{1-3}, TD_{1-4}, TD_{1-5}, TD_{1-6}, TD_{1-7}, TD_{1-8}$  sont bloqués:

- Dans ce cas la tension de sortie est :  $V_{ao} = -4U_c$
- la tension inverse appliquée aux bornes des interrupteurs bloqués est :

$$V_{TD1-1} = V_{TD1-2} = V_{TD1-3} = V_{TD1-4} = V_{TD1-5} = V_{TD1-6} = V_{TD1-7} = V_{TD1-8} = +U_c = E/8.$$

La figure 3.7 illustre la forme d'onde de la tension de sortie  $V_{ao}$  :

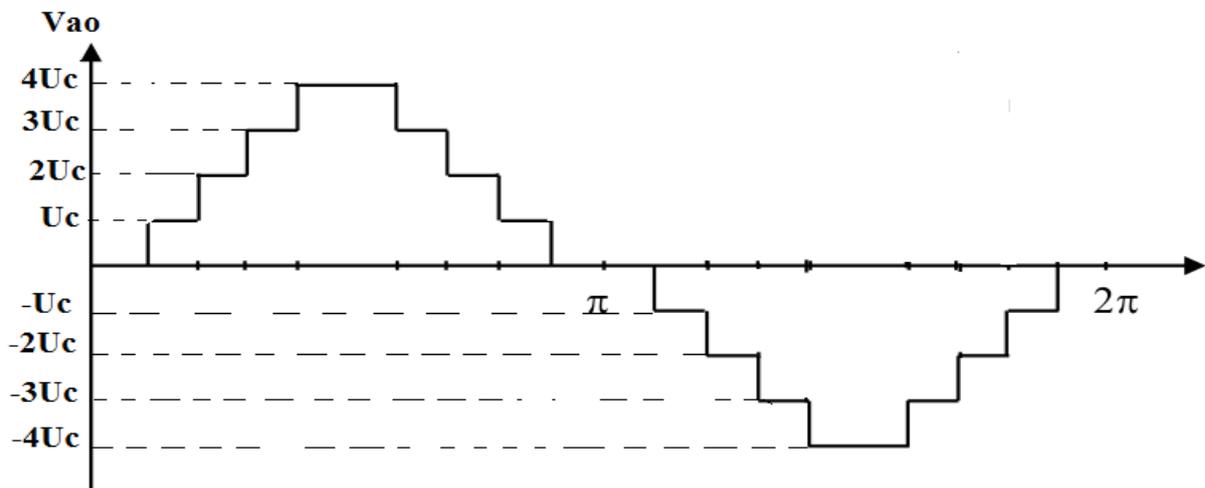


Figure 3.7 : Forme d'onde d'un bras d'onduleur triphasé à neuf niveaux de type NPC

Cette analyse montre que la structure de l'onduleur à neuf niveaux limite à  $E/8$  la tension imposée à chaque interrupteur lorsqu'il est bloqué, alors que dans la structure classique de l'onduleur à deux niveaux, cette tension vaut la tension continue complète  $E$ .

### 3.8.2. Commande complémentaire

Pour éviter la conduction simultanée des (16) interrupteurs d'un bras  $k$  que peut engendrer leur destruction par croissance du courant lors du court-circuit ou par une surtension dans le cas de l'ouverture de tous les interrupteurs, et en mode commandable, on définit une commande complémentaire des différents interrupteurs d'un bras. Elle se présente comme suite [Bou\_05, Bou\_06] :

$$\begin{cases} B_{k1} = \bar{B}_{k16} \\ B_{k2} = \bar{B}_{k15} \\ B_{k3} = \bar{B}_{k14} \\ B_{k4} = \bar{B}_{k13} \\ B_{k5} = \bar{B}_{k12} \\ B_{k6} = \bar{B}_{k11} \\ B_{k7} = \bar{B}_{k10} \\ B_{k8} = \bar{B}_{k9} \end{cases} \quad (3.5)$$

Avec :

- $B_{K1}$  commande du transistor  $TD_{k1}$  de bras K.
- k : numéro du bras (k = 1, 2, 3)

Les fonctions de connexions des interrupteurs du bras k sont liées par les relations suivantes :

$$\begin{cases} F_{k1} = 1 - F_{k16} \\ F_{k2} = 1 - F_{k15} \\ F_{k3} = 1 - F_{k14} \\ F_{k4} = 1 - F_{k13} \\ F_{k5} = 1 - F_{k12} \\ F_{k6} = 1 - F_{k11} \\ F_{k7} = 1 - F_{k10} \\ F_{k8} = 1 - F_{k9} \end{cases} \quad (3.6)$$

On définit les fonctions de connexion de demi-bras par fonction  $F_{km}^b$  où :

$$m = \begin{cases} 1, & \text{Pour le demi bras haut} \\ 0, & \text{Pour le demi bras bas} \end{cases}$$

Pour le bras k, les fonctions de connexion des demi-bras s'expriment comme suit :

$$\begin{cases} F_{k1}^b = F_{k1} \cdot F_{k2} \cdot F_{k3} \cdot F_{k4} \cdot F_{k5} \cdot F_{k6} \cdot F_{k7} \cdot F_{k8} \\ F_{k0}^b = F_{k9} \cdot F_{k10} \cdot F_{k11} \cdot F_{k12} \cdot F_{k13} \cdot F_{k14} \cdot F_{k15} \cdot F_{k16} \end{cases} \quad (3.7)$$

Le tableau (3.1) représente les états des interrupteurs de l'onduleur à neuf niveaux qui permet d'avoir un fonctionnement à neuf niveaux de tension :

Vs	F <sub>k1</sub>	F <sub>k2</sub>	F <sub>k3</sub>	F <sub>k4</sub>	F <sub>k5</sub>	F <sub>k6</sub>	F <sub>k7</sub>	F <sub>k8</sub>
4U <sub>c</sub>	1	1	1	1	1	1	1	1
3U <sub>c</sub>	1	1	1	1	1	1	1	0
2U <sub>c</sub>	1	1	1	1	1	1	0	0
U <sub>c</sub>	1	1	1	1	1	0	0	0
0	1	1	1	1	0	0	0	0
-U <sub>c</sub>	1	1	1	0	0	0	0	0
-2U <sub>c</sub>	1	1	0	0	0	0	0	0
-3U <sub>c</sub>	1	0	0	0	0	0	0	0
-4U <sub>c</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0

**Tableau 3.1** Table d'excitation des interrupteurs de l'onduleur triphasé à neuf niveaux à diodes flottantes.

### 3.8.3. Technique de commande des onduleurs triphasés à neuf niveaux à structure NPC

Grâce à ses performances élevées, la technique à MLI sinusoïdale est la plus utilisée pour la commande des onduleurs à deux niveaux. Pour les mêmes raisons, elle est aussi utilisée dans les onduleurs multi-niveaux (figure 3.8).

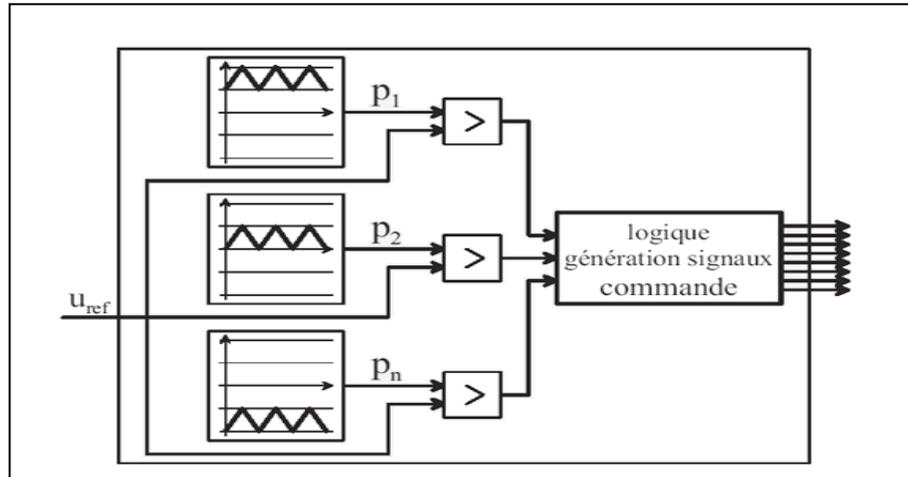


Figure 3.8 Modulation sinusoïdale avec un ensemble de porteuses

#### 3.8.3.1. Commande triangulo-sinusoïdale à 8 porteuses

Le principe de cette stratégie de commande, est de comparer le signal de référence ou modulante  $V_{ref}$  de forme sinusoïdale avec le signal de  $n$  porteuses  $V_p$  de forme triangulaire, cette comparaison compte sur les intersections.

Toutes les stratégies de commande triangulo-sinusoïdale sont caractérisées par deux paramètres essentiels :

- l'indice de modulation de fréquence " $m_f$ " qui est défini comme étant le rapport de la fréquence de la porteuse ( $f_p$ ) à la fréquence de la tension de référence  $f$  :

$$m_f = \frac{f_p}{f} \quad (3.8)$$

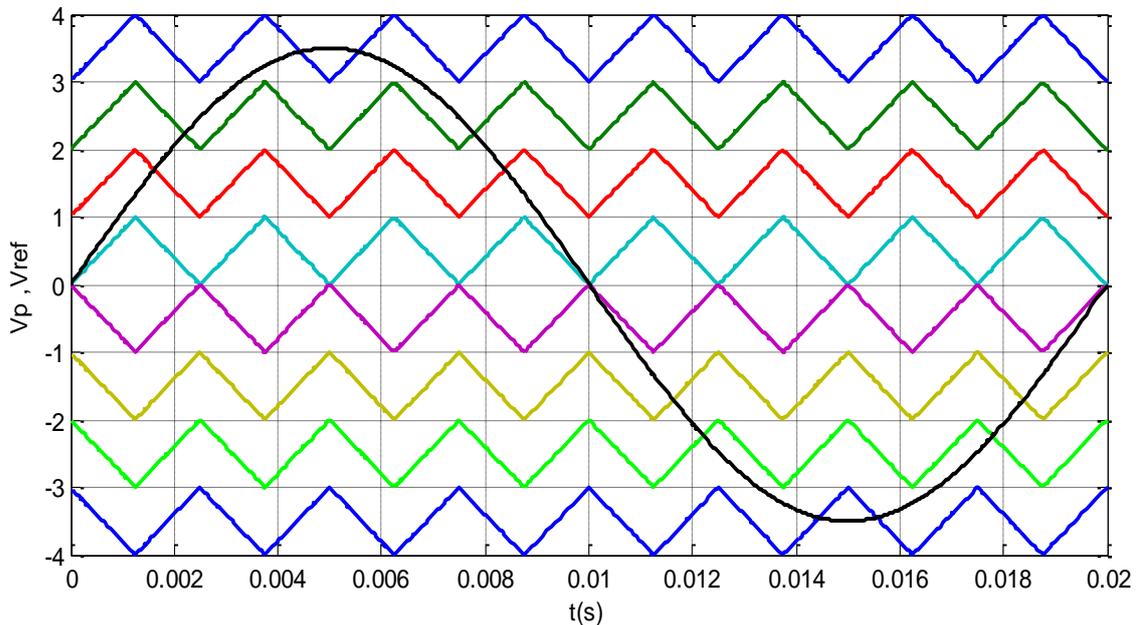
- taux de modulation " $m_a$ " qui est le rapport de l'amplitude maximale de la tension de référence ( $V_m$ ) et celle de la porteuse ( $U_p$ ):

$$m_a = \frac{V_m}{n \cdot U_p} \quad (3.9)$$

On utilise huit porteuses identiques, décalées l'une par rapport à l'autre d'un niveau de tension  $U_p$ , afin de réduire le taux d'harmoniques des tensions de sorties. Les équations de ces huit porteuses en phases sont représentées par le système d'équations suivant :

$$\left\{ \begin{array}{l} U_{p1}(t) = \begin{cases} 2U_{pm} \frac{t}{T_p} & , 0 \leq t \leq \frac{T_p}{2} \\ 2U_{pm} \left( \frac{t}{T_p} - 1 \right) & , \frac{T_p}{2} \leq t \leq T_p \end{cases} \\ U_{p2} = U_{p1}(t) + U_{pm} \\ U_{p3} = U_{p1}(t) + 2U_{pm} \\ U_{p4} = U_{p1}(t) + 3U_{pm} \\ U_{p5} = U_{p1}(t) - U_{pm} \\ U_{p6} = U_{p1}(t) - 2U_{pm} \\ U_{p7} = U_{p1}(t) - 3U_{pm} \\ U_{p8} = U_{p1}(t) - 4U_{pm} \end{array} \right. \quad (3.10)$$

La figure 3.9 représente le signal de référence ou modulante  $V_{ref}$  avec les signaux de 8 porteuses en phase de  $m_f = 8$ ,  $m_a = 0.8$  :



**Figure 3.8** Principe de la MLI triangulo-sinusoïdal à 8 porteuses

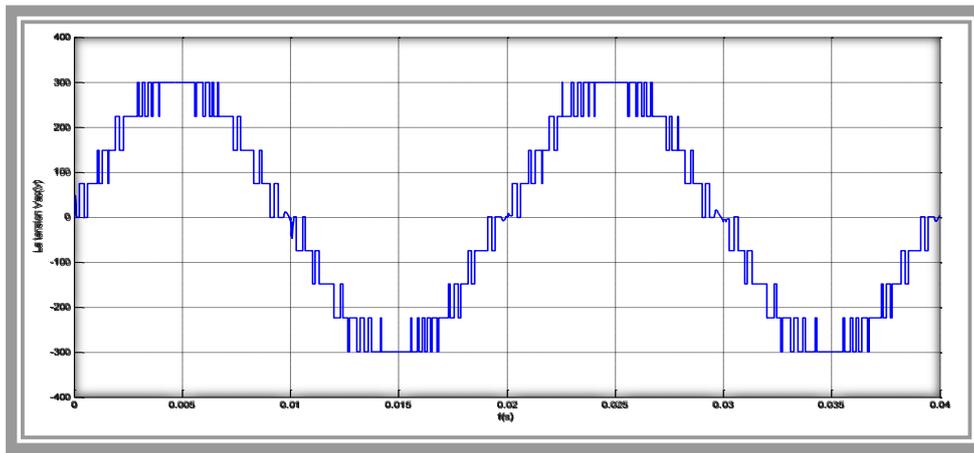
### 3.8.4. L'application d'un onduleur à neuf niveaux de structure NPC pour alimenter une charge inductive à partir d'une source continue E :

On considère maintenant une source de tension continue  $E = 600$  V alimentant une charge inductive :

$$X = R + jL\omega \quad (3.11)$$

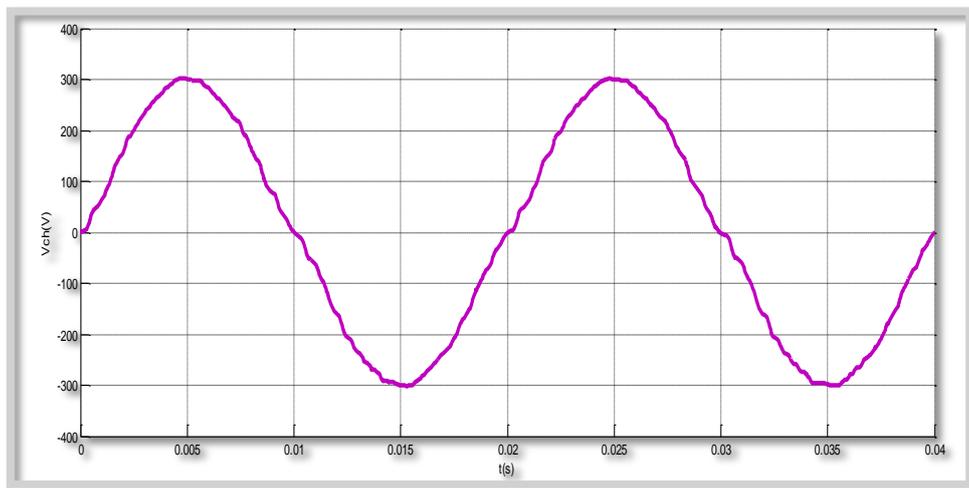
Donc, il faut convertir la tension continue imposée par cette source à une tension alternative d'amplitude de 300 V et de fréquence de 50 Hz.

On essaye de faire fonctionner l'onduleur à neuf niveaux pour examiner leurs performances : La tension de sortie de cet onduleur représentée dans la figure 3.9.



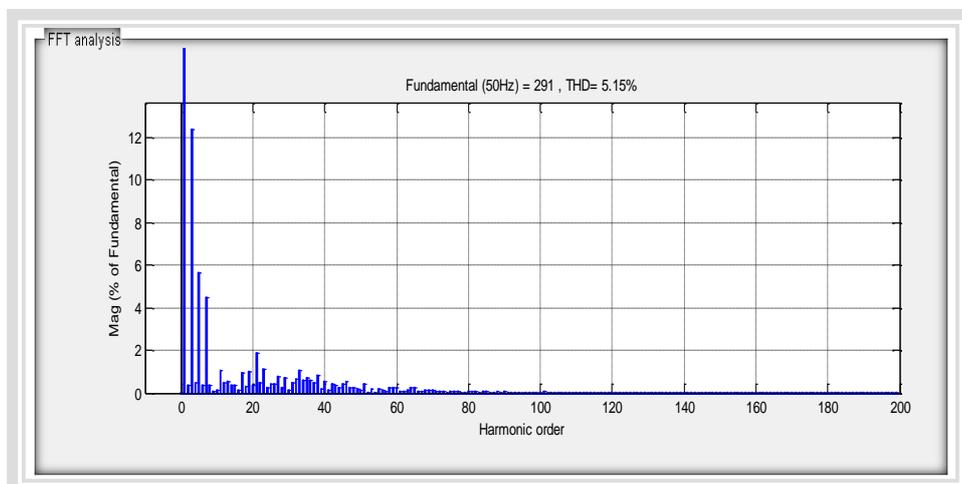
**Figure 3.9 :** Tension polaire  $V_{am}$  de sortie de l'onduleur à neuf niveaux

Pour alimenter la charge, il faut utiliser un filtre basse-pas pour éliminer les hautes fréquences. Le résultat après le filtrage est illustré dans la figure 3.10.



**Figure 3.10 :** La tension de la charge  $V_{ch}$  après un filtrage convenable

Par l'utilisation d'une transformation rapide de fourrier FFT, on distingue les harmoniques dans le signal de la tension de la charge comme le montre la figure 3.11.



**Figure 3.11** Les harmoniques de tension de la charge après le filtrage

### 3.9 Conclusion :

Dans ce chapitre, on a présenté les différents types des onduleurs multi-niveaux. Notre accès est fait sur les structures à NPC à cause de leur simplicité et leur souplesse de commande. Nous avons étudié la modélisation de l'onduleur à neuf niveaux de type NPC ainsi que la stratégie de commande MLI triangulo-sinusoïdal, ce qui permet la simulation du système de générateur photovoltaïque raccordé au réseau qu'on va présenter dans le chapitre qui ce suit.

# **Chapitre 4**

## **Dimensionnement et modélisation des systèmes PV raccordés aux réseaux de moyenne tension**

## 4.1. Introduction :

Le dimensionnement est une étape primordiale dans la conception des systèmes PV, elle nécessite la connaissance des données météorologiques du site, les données relatives aux utilisations, et les données relatives aux équipements.

Dans ce chapitre, et afin de montrer le fonctionnement d'une source PV associée à un réseau électrique via un onduleur triphasé neuf niveaux, le dimensionnement des différents composants du système va être présenté et la simulation des différents étages sera réalisée. L'efficacité de la technique MLI multiple est analysée et la poursuite de la puissance maximale est aussi inspectée. De plus, comme notre générateur PV est relié au réseau de moyenne tension, cette interconnexion doit répondre aux exigences de cette action. La simulation est réalisée sous l'environnement MATLAB.

## 4.2. Dimensionnement du système

Le système développé dans le cadre de ce présent travail est une centrale photovoltaïque de 1MWc raccordée par l'intermédiaire d'un système de conversion DC/DC afin de suivre la puissance maximale du générateur photovoltaïque dont le bus continu est connecté au réseau électrique de 6kV par un onduleur triphasé neuf niveaux. La structure de base d'un GPV connecté au réseau électrique est représentée dans la figure (4.1) :

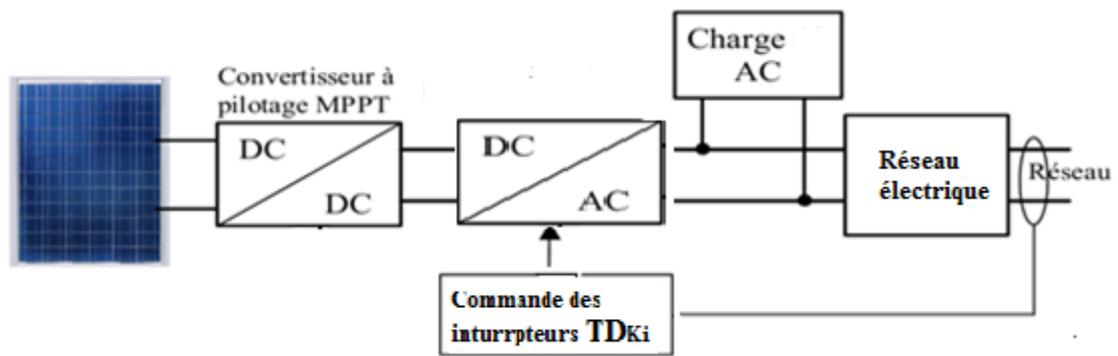


Figure 4.1 : Structure d'un système PV couplé au réseau électrique

Le dimensionnement des composants constituant un tel système est :

### ➤ La taille de la centrale photovoltaïque :

Le bon dimensionnement d'une installation photovoltaïque est une étape essentielle à maîtriser, en général, c'est la détermination de la taille des éléments constituant un système photovoltaïque donné en partant des charges à alimenter et le rayonnement du site [Ape,10], [Mek, 13]. Mais dans notre cas c'est l'inverse on a une puissance donnée qui est

1MWc et on veut déterminer la taille du générateur c'est-à-dire le nombre des module en série et en parallèle pouvant générer cette puissance dans un site donné «semi aride».

➤ **Nombre de modules nécessaires**

Pour déterminer le nombre de modules, il faut tout d'abord connaître la puissance maximale des modules ( $P_M$ ) à utiliser.

Le nombre total de modules  $N_T$  de G PV est calculé par la formule suivante :

$$N_{tot} = \frac{P_g}{P_M} \tag{4.1}$$

Avec :

$P_g$  : La puissance crête du générateur.

$P_M$  : La puissance crête du module PV.

Nous voulons installer des générateurs photovoltaïques de 1MWc dont l'élément constitutif de ce générateur est le module **ENIESOLAR-75W**. C'est un type de modules fabriqué en Algérie. Il est constitué de 36 cellules au silicium polycristallin.

Les caractéristiques électriques du module Photovoltaïque **ENIESOLAIR-75** dans les conditions de test standards sont représentées sur le tableau 4.1.

<b>Grandeur</b>	<b>Valeur</b>
Puissance crête maximale, $P_m$ .	75W
Tension optimale, $V_m$ .	17.3 V
Courant optimal, $I_m$ .	4.35 A
Tension de circuit ouvert, $V_{co}$ .	21.6 V
Courant de court-circuit, CC.	4.67 A
Resistance série de module PV $R_S$	0.7Ω
coefficient de température de courant $k_i$	0.006/°C
Voltage température coefficient $K_v$	0.04/°C

**Tableau 4.1** : Paramètres du module PV ENIESOLAIR-75

Ces paramètres sont fournis par le constructeur à 1000W/m<sup>2</sup> et 25°C.

Application :

Le nombre total de modules :

$$N_{tot} = \frac{P_g}{P_M} = \frac{1000000}{75} = 13333.33$$

$$N_{tot} = 13334 \text{ Modules.}$$

➤ **La surface nécessaire :**

Pour évaluer la surface nécessaire d'installation photovoltaïque il faut tout d'abord considérer les caractéristiques suivantes :

- Les dimensions du module (longueur × largeur) qui dépendent de la technologie et le type des modules.
- Les distances entre les modules pour une bonne aération et l'empêchement de l'ombre entre modules.

A titre d'illustration, une puissance d'un générateur de 1kWc nécessite les surfaces suivantes [Ant, 06]:

Type de cellules	Monocristallin	Ploycristallin	Amrophe
Surface requise	6-9 m <sup>2</sup>	7-10 m <sup>2</sup>	15- 20 m <sup>2</sup>

**Tableau 4.2 :** La surface requise pour une puissance de 1kWc en fonction des types des cellules solaires

Le modèle **ENIESOLAR-75**, c'est l'élément constitutif de notre générateur photovoltaïque. Il est constitué de 36 cellules carrées au silicium monocristallin, où chaque photopile présente 12.5 cm de coté. D'après la fiche technique qui comporte toutes les caractéristiques de ce module (Voir l'annexe A), la surface de notre module est  $S_m=0,66708 \text{ m}^2$ .

La surface effective de notre générateur est :

$$S_g = N_{\text{tot}} \times S_M = 13334 \times 0,66708 = 8894,84472 \text{ m}^2$$

En tenant compte de la distance entre modules et entre les rangés des modules, la surface peut être majorée à 8900 m<sup>2</sup>.

Pour l'installation d'une centrale photovoltaïque de 1MWc nous avons besoin d'une surface disponible de 9 ha. On constate que la surface est très grande, pour la réduire on va choisir d'autres types de modules de puissance élevée. Par exemple un module QS450W (Voir l'Annexe A) et après le calcul on trouve que la surface nécessaire de notre générateur est devenue :

$$S_g = 6441,342468 \text{ m}^2 \text{ presque égale } 6.5 \text{ ha.}$$

Par contre, au point de vue économique, le coût de ces modules est très chère par rapport les modules ENIESOLAIR.

Nous avons vu dans le chapitre (1) que l'Algérie dispose du plus grand gisement solaire du bassin méditerranéen, il peut atteindre près de 3500 heures d'ensoleillement dans le désert du Sahara (Voir la figure 1.2). Dans notre étude on a choisi le site de Ouargla. Cette dernière

s'entend sur une grande superficie de 163.233 km<sup>2</sup> dont les spécifications sont données par les grandeurs météorologiques suivantes (tableau 4.2) [Lou, 08]:

Latitude : 31N	Longitude : 5°24'E
Altitude : 141m	Albédo : 0.35

Tableau 4.3 : Spécifications du site d'Ouargla.

Aussi l'énergie solaire annuelle dépasse les 2263 kWh/m<sup>2</sup>.

➤ **Nombre de modules en série :**

La mise en série de plusieurs modules PV permet d'assurer la tension convenable à l'alimentation d'une charge donnée. Le nombre de ces modules est calculé par l'expression suivante :

$$N_s = \frac{V_{ch}}{V_M} \quad (4.2)$$

Avec :

$V_{ch}$  : La tension nominale de la charge (l'onduleur).

$V_M$  : La tension nominale du module

Mais dans notre cas il y a deux étages de conversion d'énergie la première représente la conversion DC/DC.

➤ **Convertisseur survolteur (DC/DC)**

Le hacheur utilisé dans cette étude est un hacheur survolteur pour élever la tension du générateur photovoltaïque. Sous sa forme de base il est constitué des composants clés qui sont l'inductance (L), le commutateur (transistor), la diode (D) et le condensateur (C).

Ce convertisseur (boost) permet d'élever la tension des panneaux solaires à la tension du bus DC et permet également d'obtenir le maximum de puissance du panneau grâce à l'utilisation d'une commande appropriée. Dans notre cas on a choisi l'algorithme de P & O.

Donc :  $V_{ch}$  représente dans ce cas la tension de la sortie de ce convertisseur DC/DC.

➤ **La tension de bus continu :**

Elle représente la tension d'entrée de l'onduleur. Il est nécessaire que la tension du bus continu ( $V_{dc}$ ) soit supérieure ou égale au double de la valeur crête des tensions simples apparaissant du côté du filtre installé après de cet onduleur (car  $V_1 = r \frac{V_{dc}}{2}$ )

où  $r$  représente l'indice de modulant et  $V_1$  représente le fondamentale d'harmonique

$$V_a = \frac{U_{ab}}{\sqrt{3}} = \frac{6000}{\sqrt{3}} \quad (4.3)$$

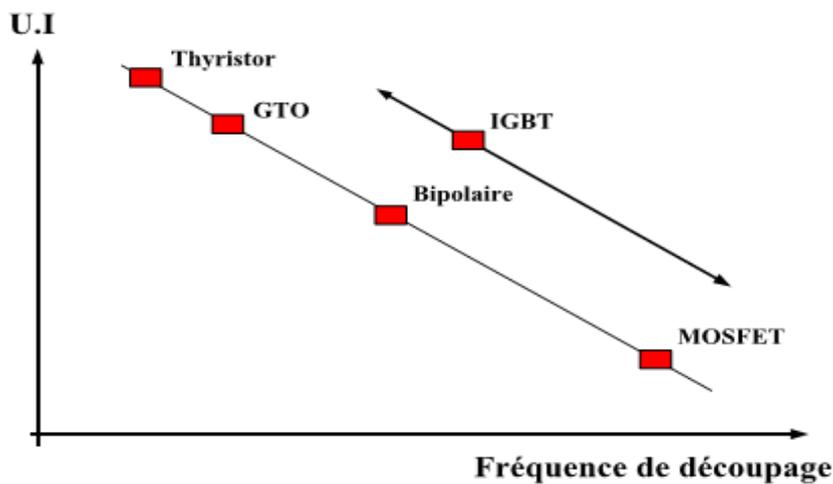
Donc :  $V_{dc} = 2V_a \approx 7000 V$

La valeur de la tension  $V_{dc}$  est très élevée pour un seul convertisseur boost (il faut respecter les limites que peuvent supporter les interrupteurs statiques). On prend comme solution de ce problème l'association des convertisseurs en série.

➤ **Le choix des interrupteurs statiques :**

Les composants de puissance commandables sont apparus dans les années 1950 avec les premiers thyristors de puissance. Ils n'ont cessé d'évoluer et ont donné naissance au MOSFET dans les années 1970 et à l'IGBT dans les années 1980 [Lef, 05].

Le MOSFET est très bien adapté pour les convertisseurs basse-tension et à fréquence élevée (inférieure à 100V et supérieure à 50kHz) alors que l'IGBT est utilisé pour les tensions supérieures à 300V et des fréquences rarement supérieures à 20kHz. Les GTO et thyristors sont dédiés aux applications haute tension (>1kV) fort courant (>1kA). La figure 1.2 résume cette classification de composants de puissance en fonction de la fréquence de commutation et du produit U.I des composants.



**Figure 4.2 :** Classification des composants de puissance en fonction de la fréquence de découpage et le produit U.I des composants [Lef, 05]

Les modules IGBT ont un domaine d'application qui recouvre totalement celui des transistors bipolaires, partiellement celui des MOSFET et des GTO. C'est pour quoi les modules IGBT sont des composants d'avenir dans les fortes et moyennes puissances [Lef, 05].

Le choix des interrupteurs statiques dépend du courant et de la tension qu'ils peuvent supporter Dans notre cas on a choisi le type IGBT.

- **Pour le convertisseur DC/DC :** Lorsqu'on choisit l'IGBT de 1400 V, le nombre de convertisseurs nécessaire est

$$N_{conv} = \frac{V_{dc}}{V_{max}} = \frac{7000}{1400} = 5 \quad (4.4)$$

Donc, nous avons besoin de cinq convertisseurs plus puissants où la tension que peut supporter chaque interrupteur est de 1400 V. On choisi dans notre cas les **IGBT MODULES P séries 2MBI150PC-140** (Voir l'annexe B)

➤ **Pour le convertisseur DC/AC :**

Le convertisseur utilisé dans ce cas est l'onduleur multi niveaux de type NPC à neuf niveaux, et la commande appliquée est celle d'une sinusoïdale multi-triangulaire. L'utilisation des convertisseurs multi niveaux dans les applications de moyenne et haute tension est prise comme une solution à l'handicap technologique des semi conducteurs.

En effet, l'onduleur à neuf niveaux à structure NPC a l'objectif de diminuer la tension que doit supporter chaque interrupteur à  $\frac{E}{8}$  où E est la tension d'entrée d'onduleur qui représente la tension du bus continu  $V_{dc}$

Donc les interrupteurs choisis doivent supporter seulement la valeur de 1/8 de la tension  $V_{dc}$

$$V_{int} = \frac{V_{dc}}{N-1} = \frac{7000}{8} = 875 V \quad (4.5)$$

Où N est le nombre de niveaux d'onduleur.

Donc le choix est basé sur 16 interrupteurs de 900 V.

On choisi les modules **Power MOS 7 IGBT APT40GP90JDQ2** (Voir l'Annexe B)

➤ **Le nombre des modules en série de chaque générateur partiel:**

Comme le hacheur utilisé est un élévateur de tension (on prend un rapport d'élévation de 1.6), la valeur de tension de chaque générateur partiel est de 875 V.

$$N_{si} = \frac{875}{17.3} = 50.6 \quad (4.6)$$

Donc,  $N_{si} = 50$  modules en séries de chaque générateur.

Le nombre de modules en série total est  $50 \times 5 = 250$  modules.

➤ **Nombre de modules en parallèle :**

La mise en parallèle de modules donne l'intensité nécessaire à la charge. Le nombre de branches est calculé par l'équation suivante :

$$N_p = \frac{N_{tot}}{N_s} \quad (4.7)$$

$$N_p = \frac{13334}{250} = 53.33$$

Soit :

$N_p = 54$  modules en parallèles

Le nombre de modules totale est  $250 \times 54 = 13500$  modules.

➤ **Correction de la puissance crête :**

Dans la plus part des cas, le nombre de modules (en séries et/ou en parallèles) calculés ne sont pas des entiers ; il faut donc les arrondir pour trouver la nouvelle puissance corrigée.

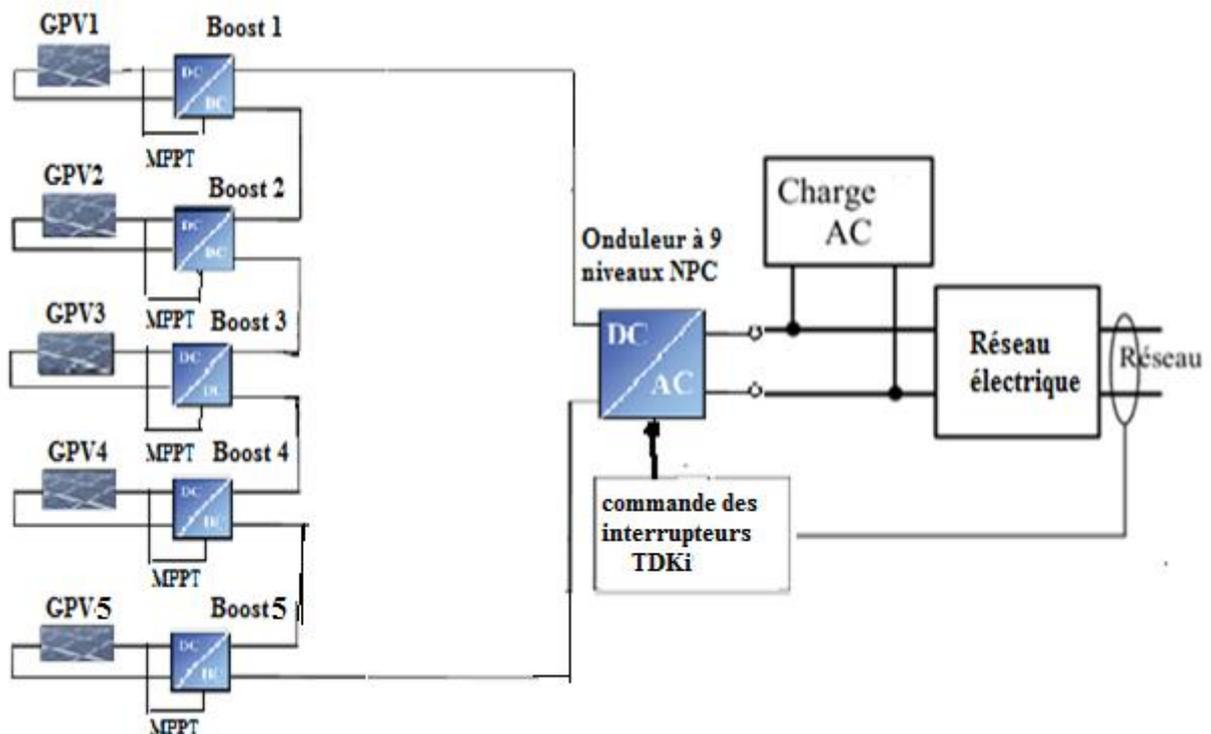
La nouvelle puissance corrigée :

$$P_{cor} = N_s \cdot N_p \cdot P_m \quad (4.8)$$

$$P_{cor} = 250 \times 54 \times 75 = 1012500 \text{ Wc.}$$

Notre centrale photovoltaïque composée de cinq générateurs partiels chacun d'une puissance de 200 kWc raccordée à un étage d'adaptation qui représente un convertisseur boost ayant deux rôles : suivre le point de puissance maximale MPPT et élever la tension du générateur PV, le bus continu, qui correspond à la somme des tensions de sortie de ces convertisseurs, est connecté à l'onduleur neuf niveaux à structure NPC afin d'alimenter une charge alternative ou d'être raccordé au réseau électrique moyenne tension.

L'architecture complète du système étudié est présentée dans la figure 4.3 :



**Figure 4.3 :** Le schéma complet du système étudié

### 4.3 Modélisation d'un système photovoltaïque couplée au réseau électrique

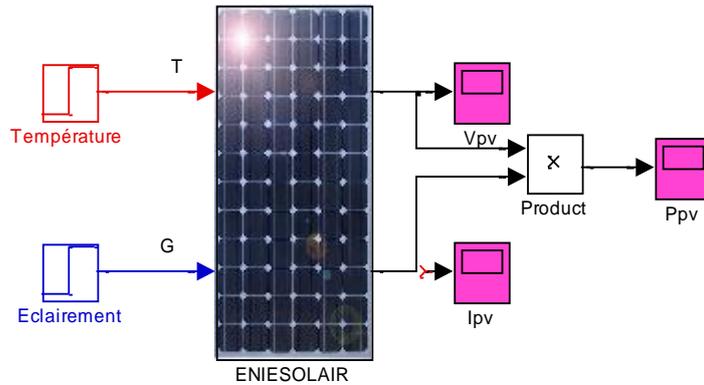
La modélisation fine du fonctionnement électrique des modules photovoltaïques est indispensable dans le domaine de l'énergie PV. Ceci est nécessaire afin de concevoir et de réaliser des systèmes photovoltaïques adéquats permettant la poursuite du PPM [Yad, 11]. La technique de l'MPPT utilisée dans ce travail est la méthode P&O. Le modèle de cet algorithme est réalisé dans l'environnement Matlab/Simulink (Voir l'Annexe C).

#### 4.3.1. Modélisation du générateur photovoltaïque GPV

Le module **ENIESOLAR-75W** est utilisé pour simuler notre système PV. Ce module peut produire une puissance maximale de 75 watts à 17.3 volts. Ceci nous a permis de déterminer la

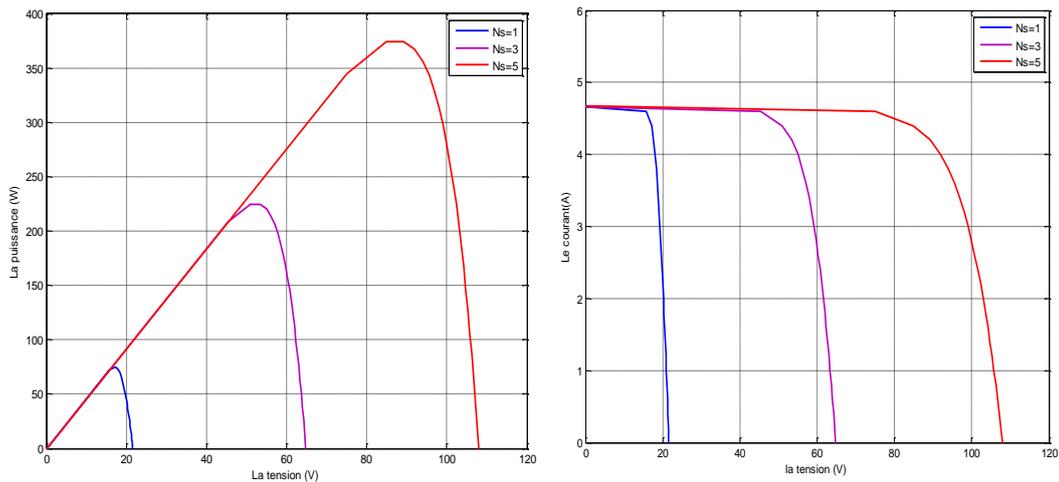
puissance et le courant en fonction de la tension du module étudié pour un éclairement de  $E=1000 \text{ W/m}^2$  et une température de  $T=25^\circ\text{C}$ .

La figure 4.3 présente le block du module photovoltaïque ENIESOLAIR-75 :

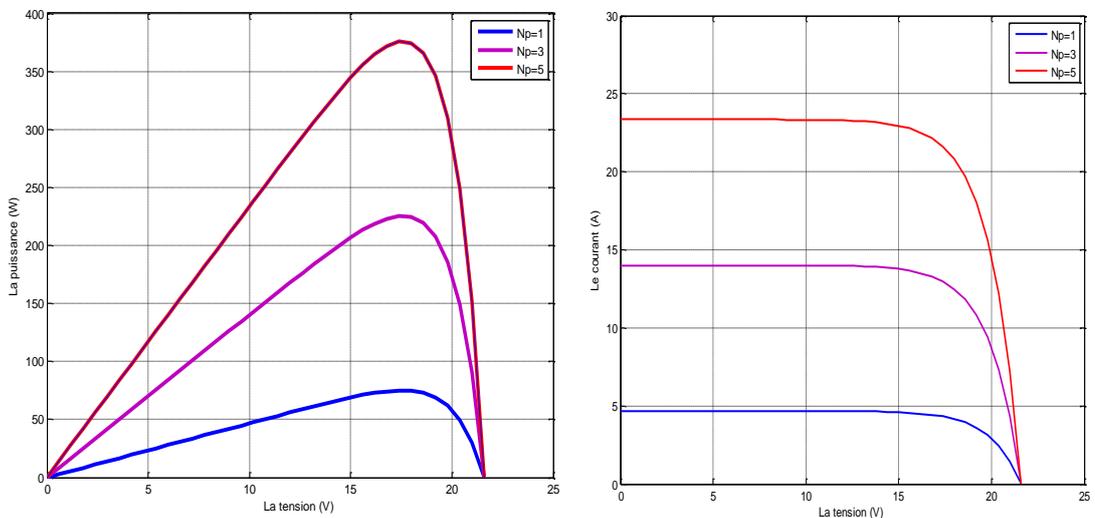


**Figure 4.4 : Block du module ENIESOLAIR -75W**

Par l'utilisation du logiciel Matlab / simulink, on peut tracer les caractéristiques  $I=f(V)$ ,  $P=f(V)$  en fonction de  $N_s$  et  $N_p$  pour les conditions standards  $25^\circ\text{C}$ ,  $1000 \text{ W/m}^2$  (figures 4.5 et 4.6):



**Figure 4.5 Les caractéristiques P(V) et I(V) en fonction de  $N_s$**



**Figure 4.6 Les caractéristiques P(V) et I(V) en fonction de  $N_p$**

En effet, l'association des modules en série conduit à l'augmentation de la tension produite par le générateur photovoltaïque et par contre, l'association en parallèle résulte en l'augmentation du courant délivré par ce générateur.

➤ **L'influence de la variation de la température :**

Sur la figure 4.7, nous reportons les caractéristiques courant-tension d'un générateur a une puissance de 200 KWc pour différentes températures, sous un ensoleillement donné ( $E=1000W/m^2$ ).

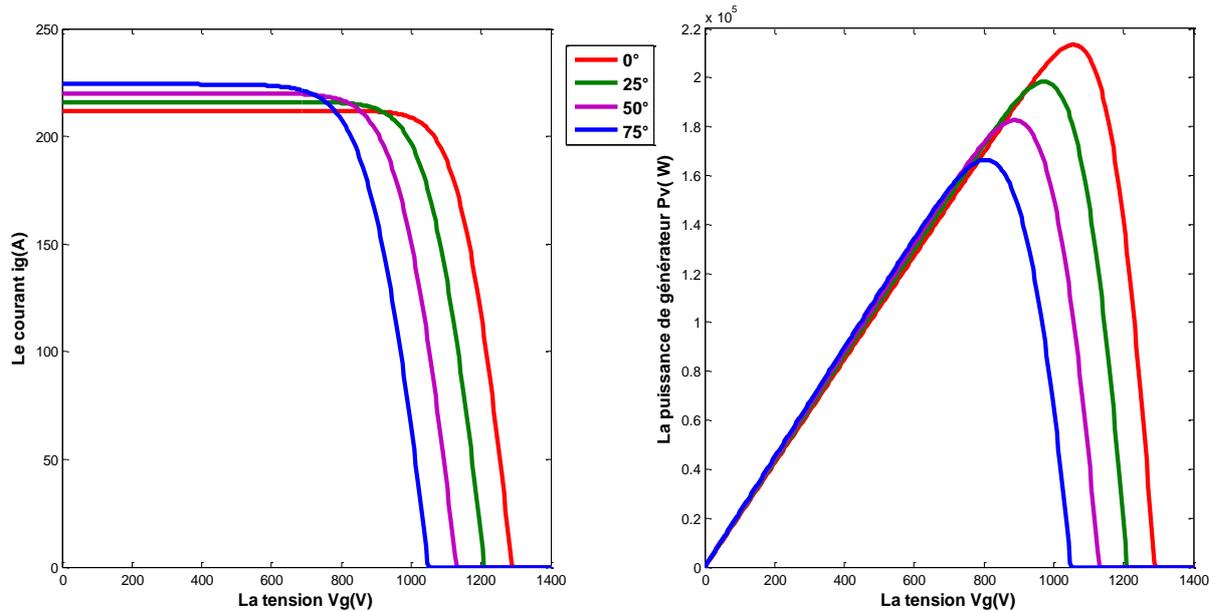


Figure 4.7 Effet de la température sur la caractéristique I-V et P-V

➤ **L'influence de la variation de l'éclairement**

La figure 4.8 montre les caractéristiques électriques de ce générateur pour différentes valeurs d'éclairement et pour une température de 25°C.

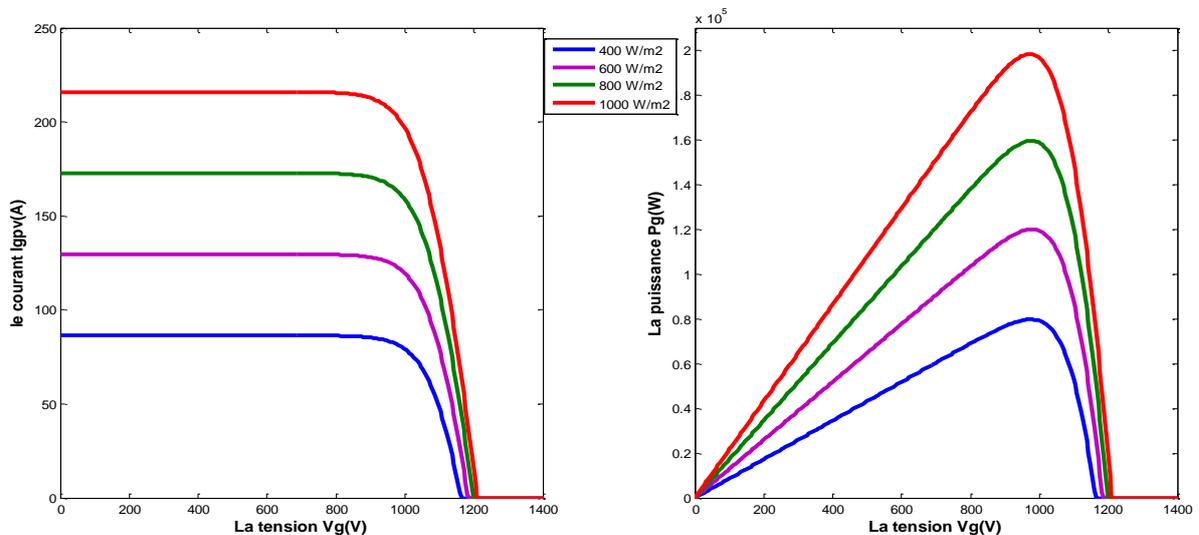
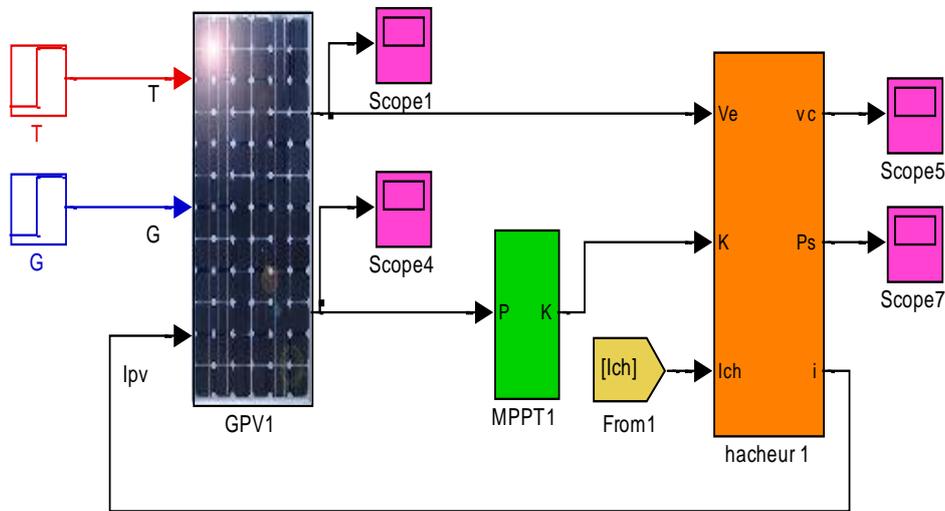


Figure 4.8 Effet de la variation d'éclairement sur la caractéristique I-V et P-V

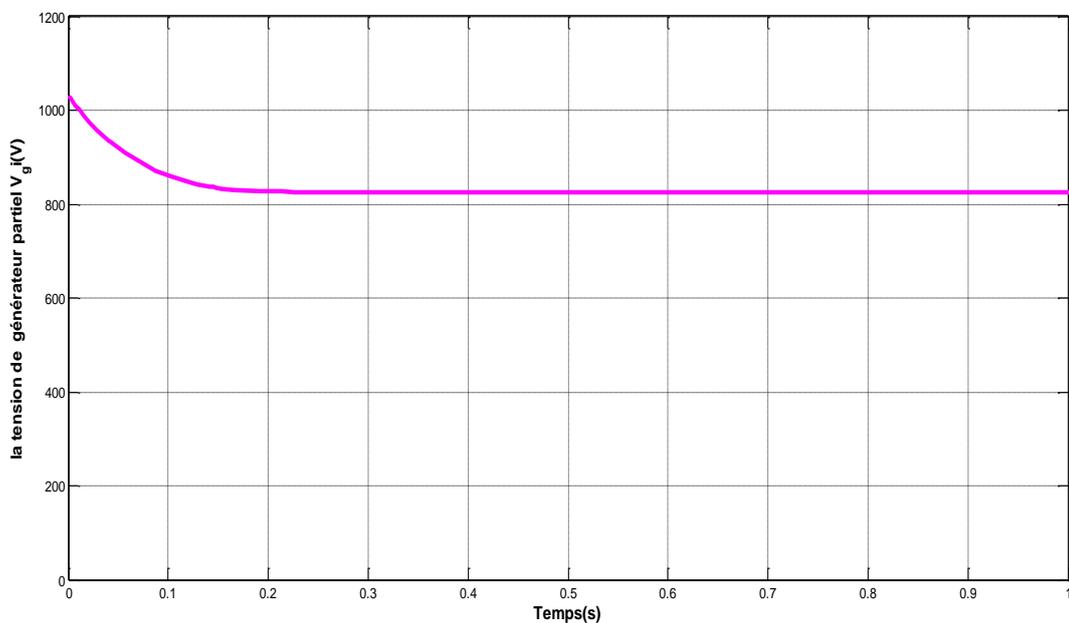
### 4.3.2. Modélisation du générateur PV avec l'étage d'adaptation de L'MPPT

La figure 4.9 présente le schéma de simulation de chaque générateur photovoltaïque :



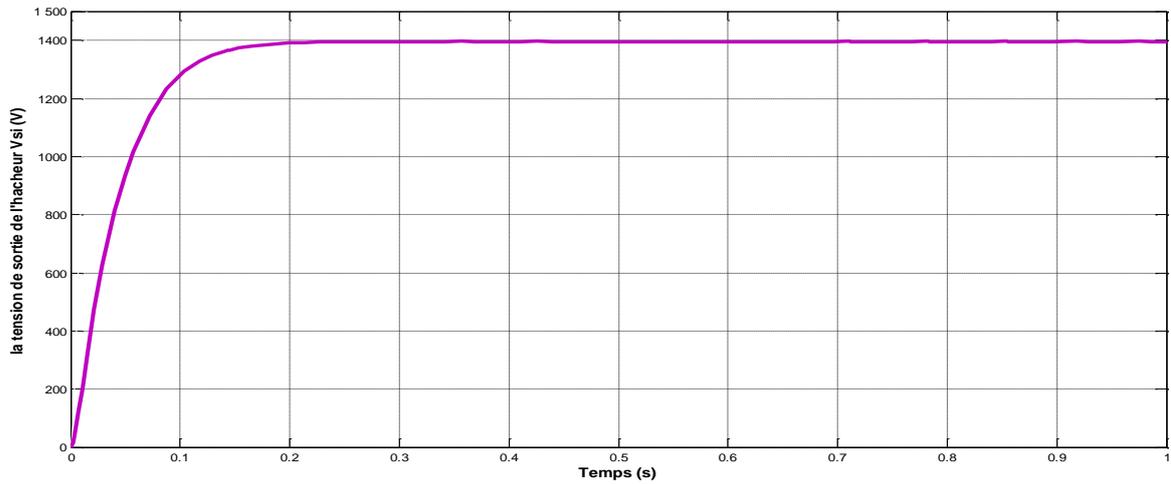
**Figure 4.9:** Le modèle du générateur photovoltaïque adapté par l'MPPT

On effectue la simulation du système dans les conditions standards ( $1000 \text{ W/m}^2$ ,  $25^\circ \text{ C}$ ) pour extraire la puissance optimale de l'installation photovoltaïque. Donc la tension du générateur PV après l'utilisation de la technique de recherche de l'MPPT représente la tension optimale. La figure 4.9 donne la valeur de la tension produite par chaque générateur partiel :



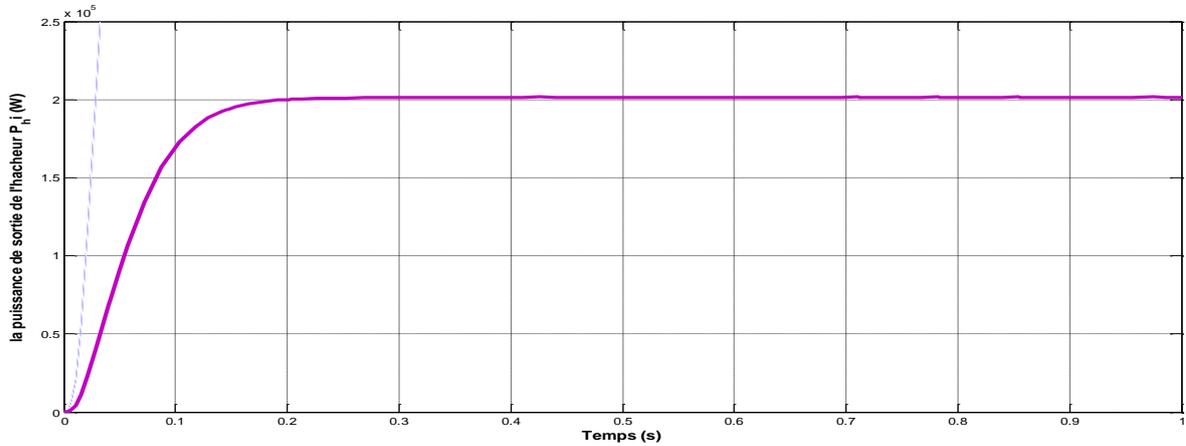
**Figure 4.10 :** La tension de chaque générateur photovoltaïque

Et comme le convertisseur Boost est utilisé dans cet étage, la tension de sortie de cet hacheur est supérieure à la tension de l'entrée, (la figure 4.11) :



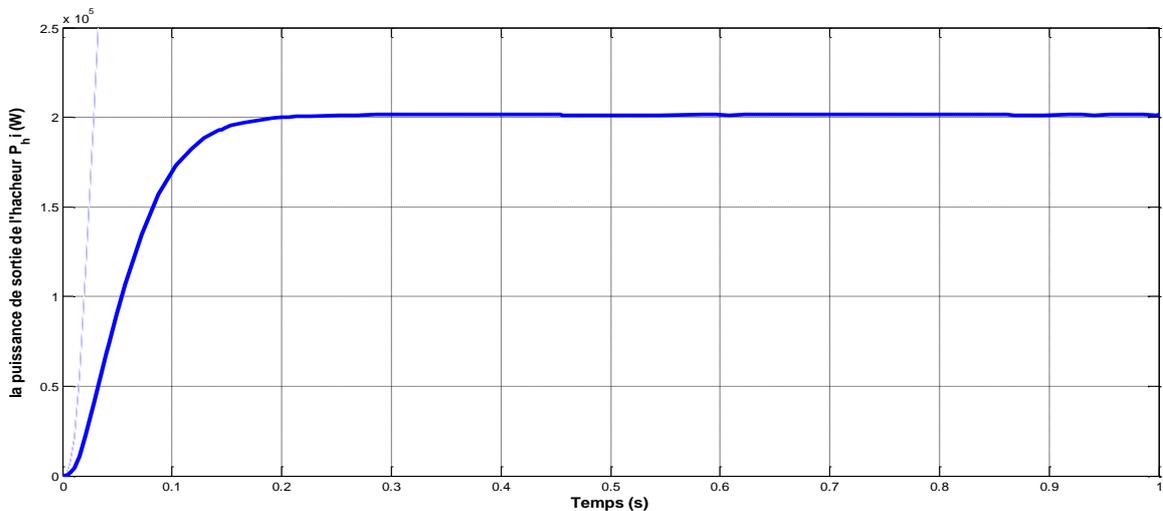
**Figure 4.11** La tension de sortie de l'hacheur  $V_s$

La puissance délivrée par chaque générateur est de 200 kW ( figure 4.12).



**Figure 4.12:** La puissance du générateur photovoltaïque partiel

Le convertisseur DC/DC est présenté comme un transformateur de tension où il conserve la puissance. Donc la puissance de sortie de cet hacheur est presque égale à la puissance d'entrée de celui-ci. La figure 4.13 donne la valeur de la puissance de sortie de chaque boost :



**Figure 4.13 :** La puissance de sortie du hacheur partiel

On voit que dans la partie du dimensionnement de notre système, la centrale photovoltaïque de 1MWc exige l'utilisation de cinq générateurs partiels dont chacun est raccordé à un étage d'adaptation de puissance (convertisseur boost avec une commande MPPT entre le générateur GPV et le réseau électrique). Le modèle est présenté dans l'environnement Matlab/simulink comme suit (fig. 4.14):

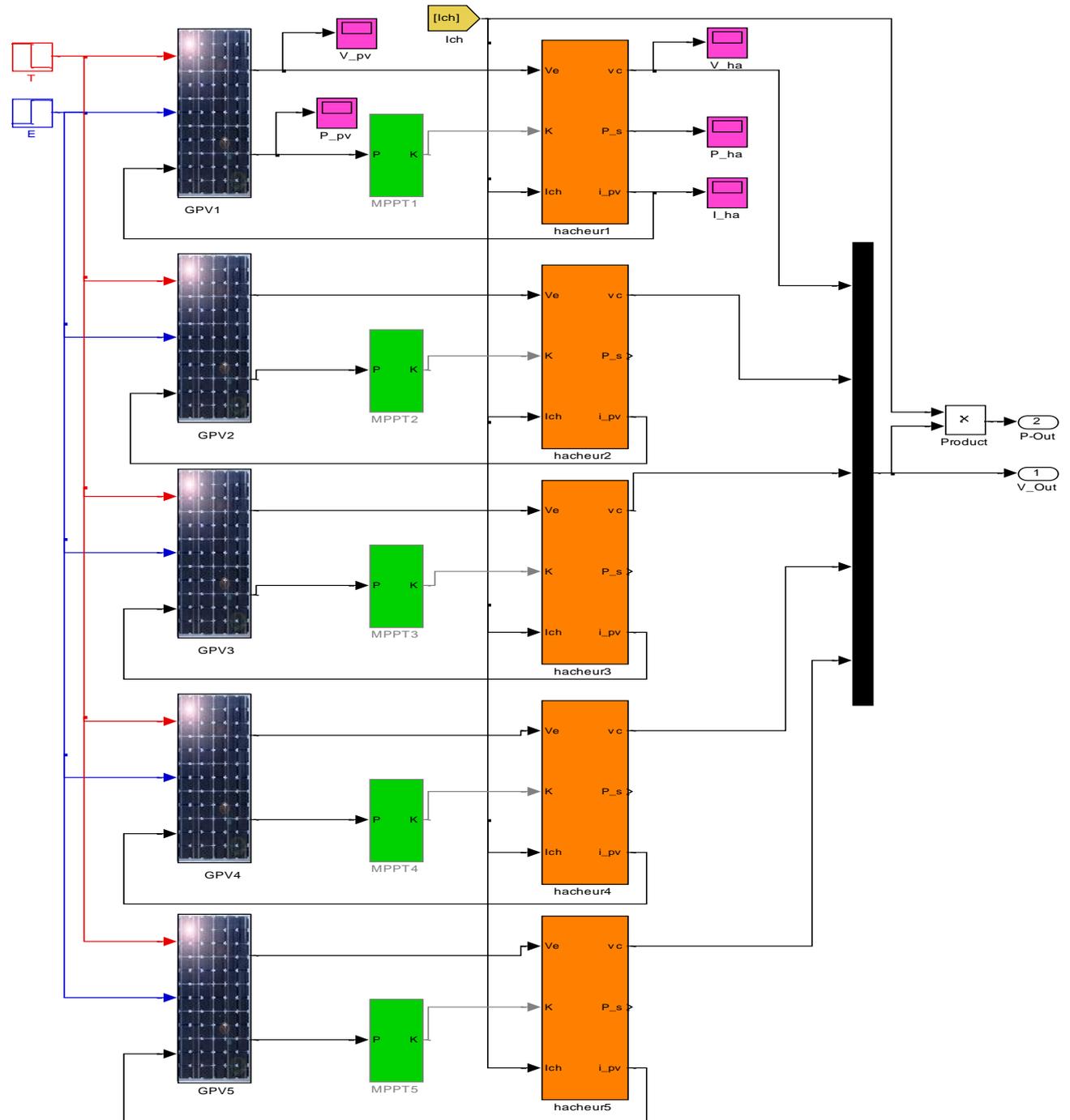
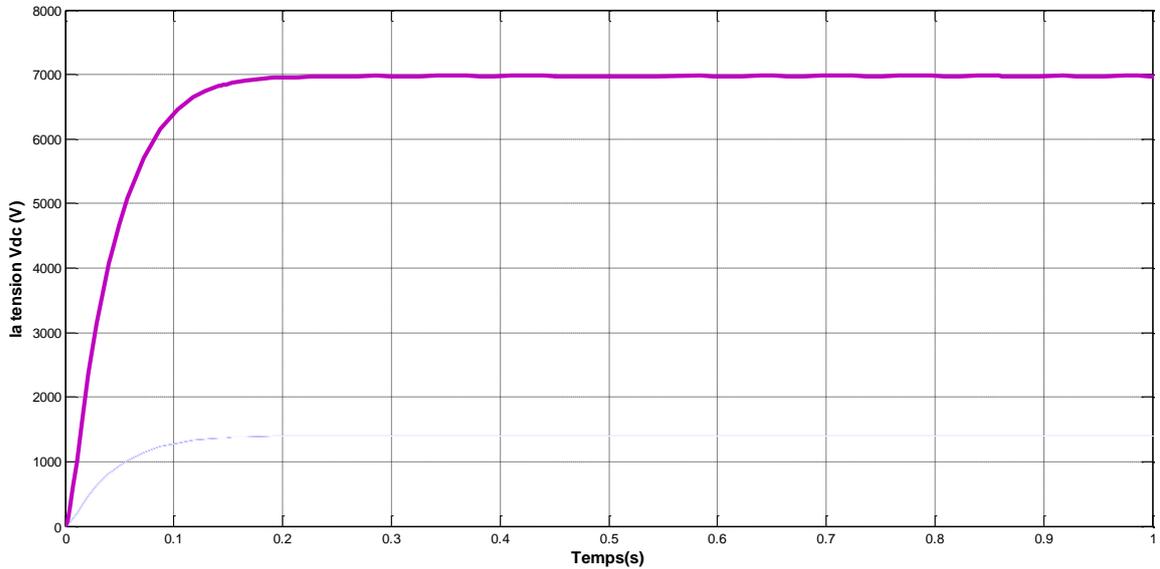


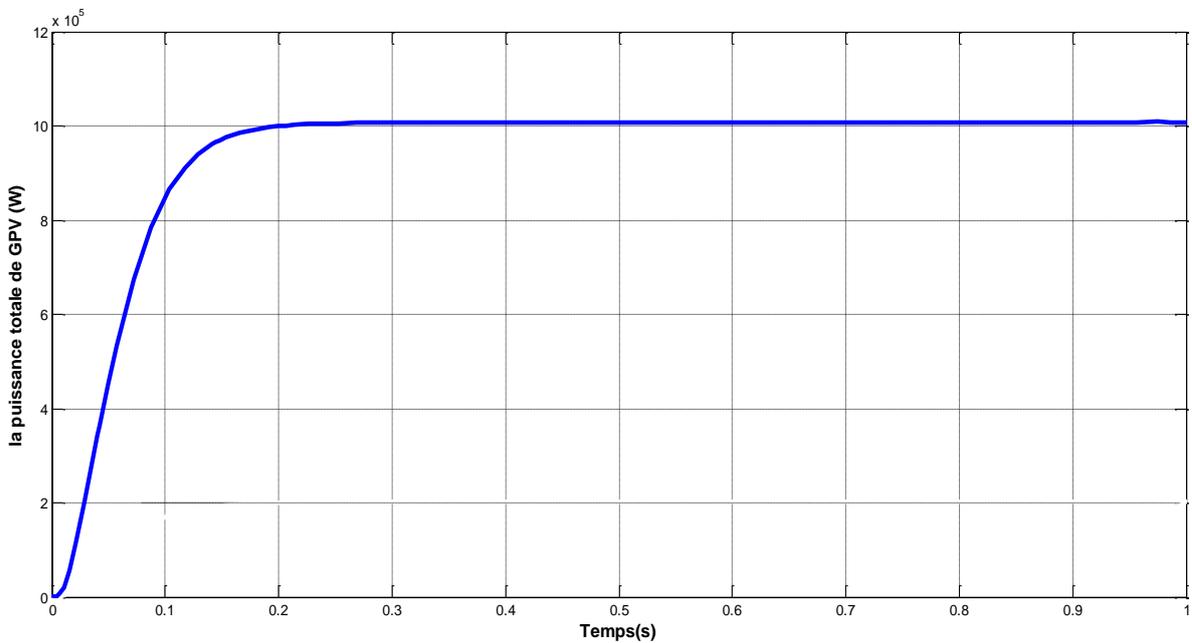
Figure 4.14: Le modèle de notre centrale photovoltaïque de 1MWc

Cette architecture nous donne un meilleur résultat car à cause de la grande superficie de notre générateur, les panneaux sont exposés aux différentes valeurs de rayonnement et avec l'utilisation des multi MPPT on peut extraire le maximum de puissance pour chaque générateur. Les figures 4.15 et 4.16 représentent la tension et la puissance délivrées par cette centrale photovoltaïque après l'étage d'adaptation de puissance :



**Figure 4.15:** La tension de centrale photovoltaïque  $V_{dc}$

La tension du bus continu représente à la fois la tension d'entrée de l'onduleur triphasé



**Figure 4.16 :** La puissance délivrée par la centrale photovoltaïque  $P_{dc}$  (W)

### 4.3.3. Simulation de l'onduleur photovoltaïque NPC à neuf niveaux alimentant une charge alternative

On passe maintenant à la simulation du deuxième étage qui correspond au composant clé du système PV, l'onduleur NPC à neuf niveaux qui relie le GPV à la charge de type alternatif ou le réseau électrique.

Pour réaliser les différentes simulations de l'onduleur de tension à neuf niveaux de type NPC avec la stratégie de commande MLI, on représente d'abord le schéma de simulation du circuit de puissance développé dans l'environnement MATLAB/Simulink (fig. 4.17).

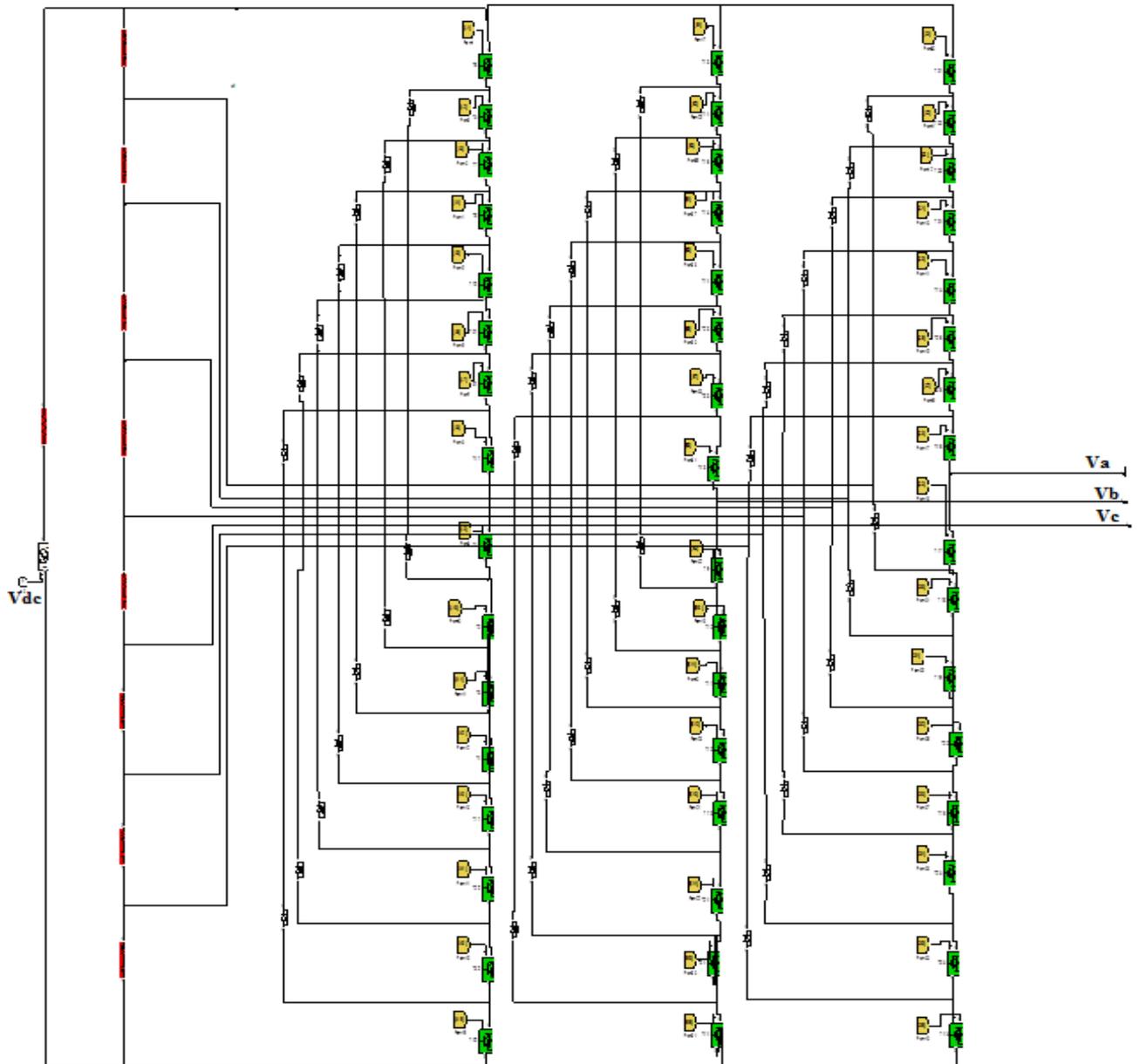
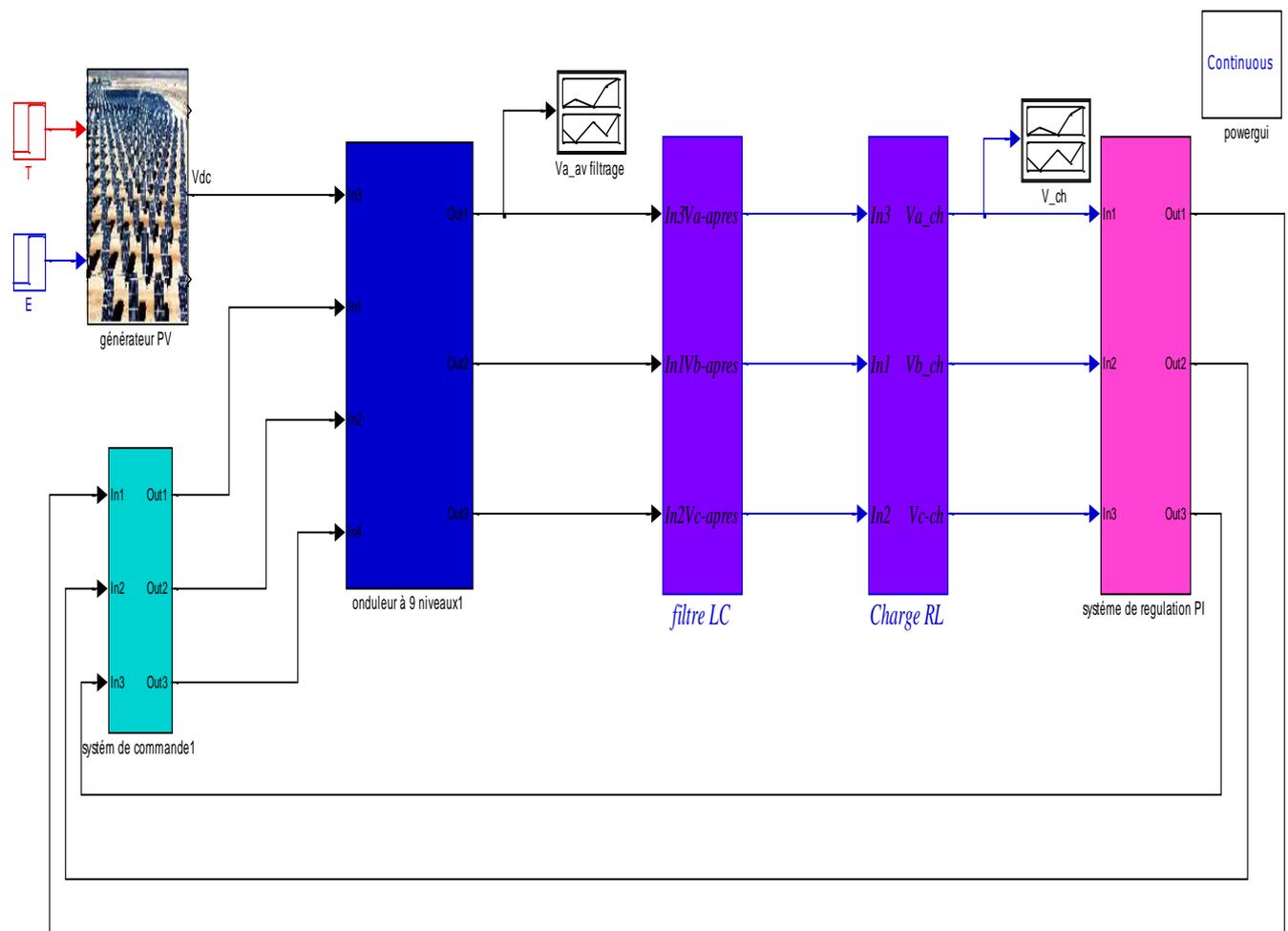


Figure 4.17 Schéma de simulation de l'onduleur de tension neuf niveaux

Les tensions simples ( $V_a$ ,  $V_b$ ,  $V_c$ ) représentent les tensions des points raccordés avec la ligne de transport (ou à la charge alternative). La tension  $V_{dc}$  représente la tension de bus continu de la centrale photovoltaïque

Le circuit global est illustré dans la figure 4.18 où l'onduleur neuf niveaux à structure NPC est alimenté par une source PV dont la tension de sortie après l'hacheur survolteur est  $V_{dc}$ . ( $V_{dc} = 7000$  V). Les condensateurs  $C_1, C_2, C_3, C_4, C_5, C_6, C_7$  et  $C_8$  assurent la répartition équitable de cette tension entre les bras de l'onduleur. Le choix des condensateurs repose sur la valeur de tension qui peut les supporter. Dans notre cas, la tension qui doit supporter ces condensateurs est 875 V, nous sommes utilisées le type de condensateur **MKP5 900  $\mu$ F 900 V pas Wima DCHPN06900E200KS0F** (Voir l'annexe B).

Autrement dit, les bras supérieurs et inférieurs sont soumis à une tension  $V_{dc}/2$  Chacun. La sortie de l'onduleur est couplée au réseau moyen tension de 6 kV à travers un filtre passe-bas pour éliminer les hautes fréquences.

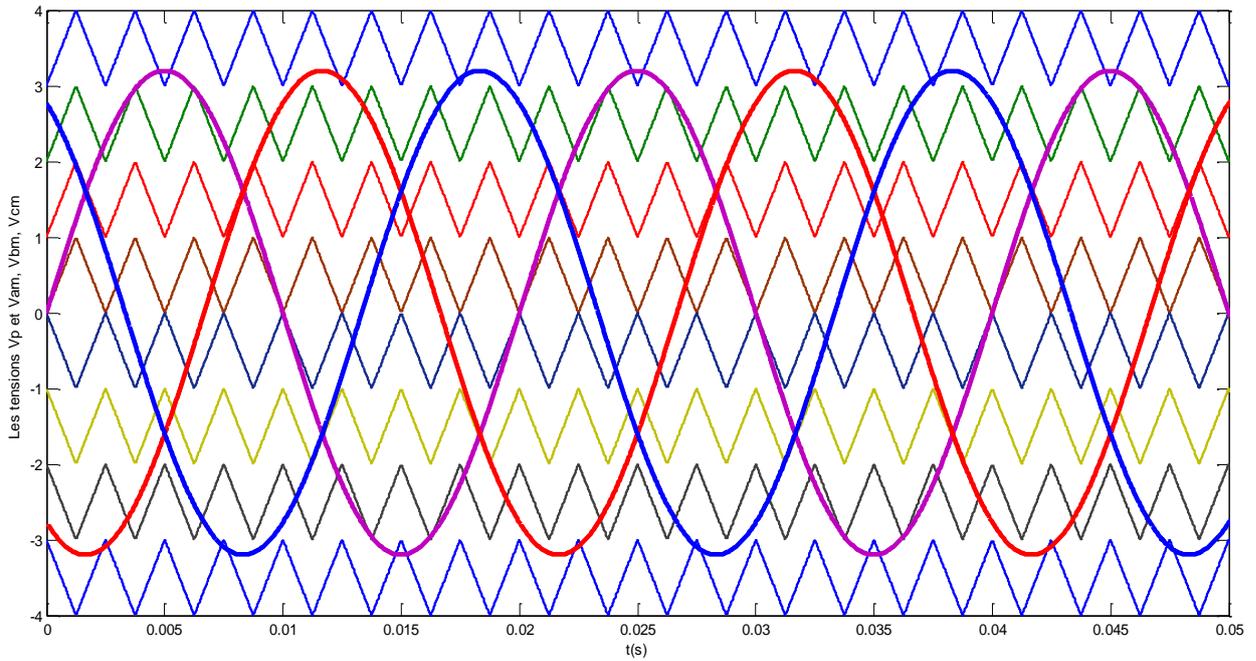


**Figure 4.18 :** Schéma global du système photovoltaïque connecté au réseau moyenne tension

➤ **Commande par modulation multi-triangles :**

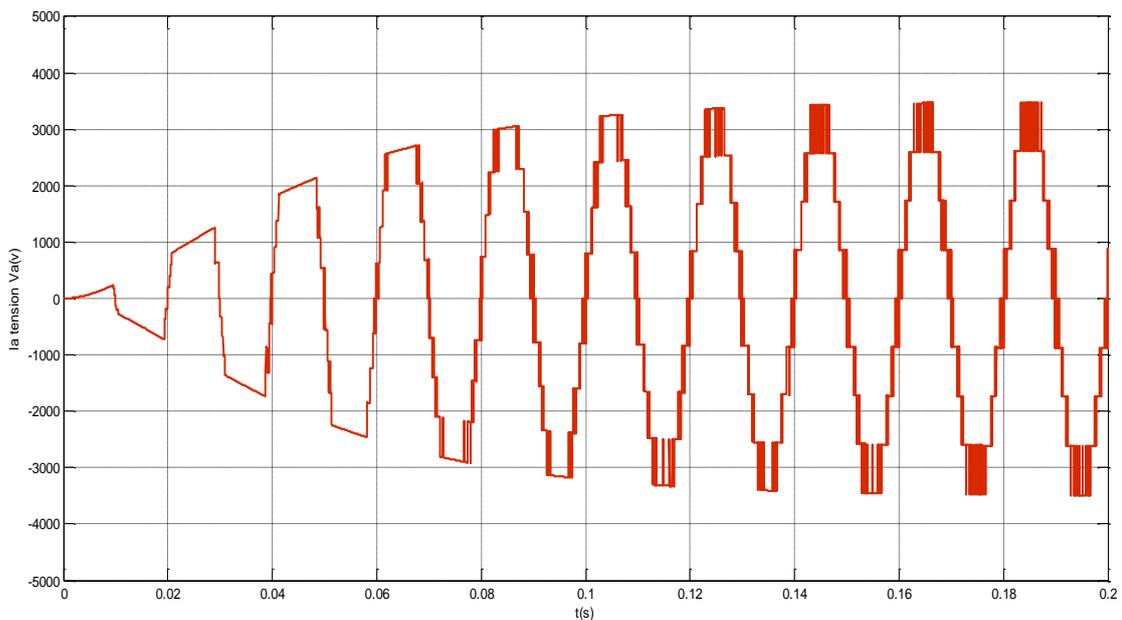
Pour cette technique, huit porteuses (triangulaires) en phase et un signal de référence (sinusoïdal) sont utilisés pour générer la commande de chaque phase.

La commande de l'onduleur NPC neuf niveaux est assurée avec la technique MLI triangulo-sinusoïdal à huit porteuses en phase avec un taux de modulation d'Amplitude " $m_a$ " égale 0.8 et le rapport de fréquence " $m_f$ " égale 8. La figure 4.19 représente le signal de référence ou modulant  $V_{réf}$  avec les signaux de 8 porteuses de commande



**Figure 4.19 :** Illustration des signaux porteurs et des signaux de référence

Les résultats obtenus avant le filtrage sont représentés dans les figures 4.20, 4.21



**Figure 4.20 :** Tension polaire de sortie de l'onduleur  $V_{ao}$  avant le filtrage

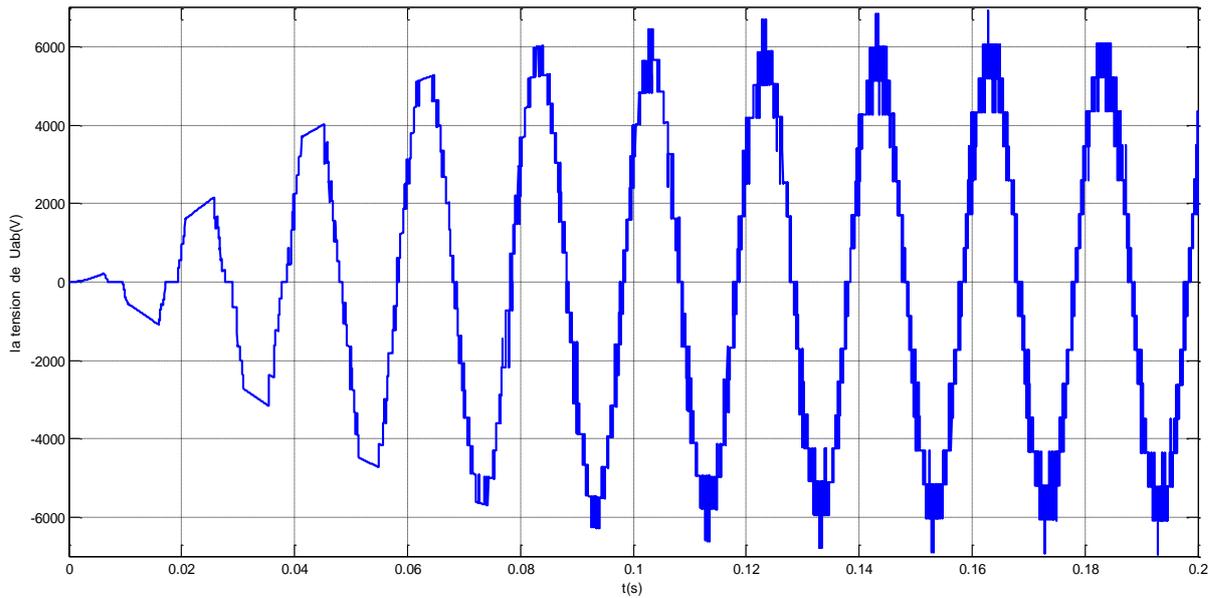


Figure 4.21 : Tension composée à la sortie de l'onduleur  $U_{ab}$  avant le filtre

Pour améliorer la qualité d'énergie injectée au réseau, un filtre bas s'avère nécessaire pour éliminer les harmoniques de découpage (fig.4.22).

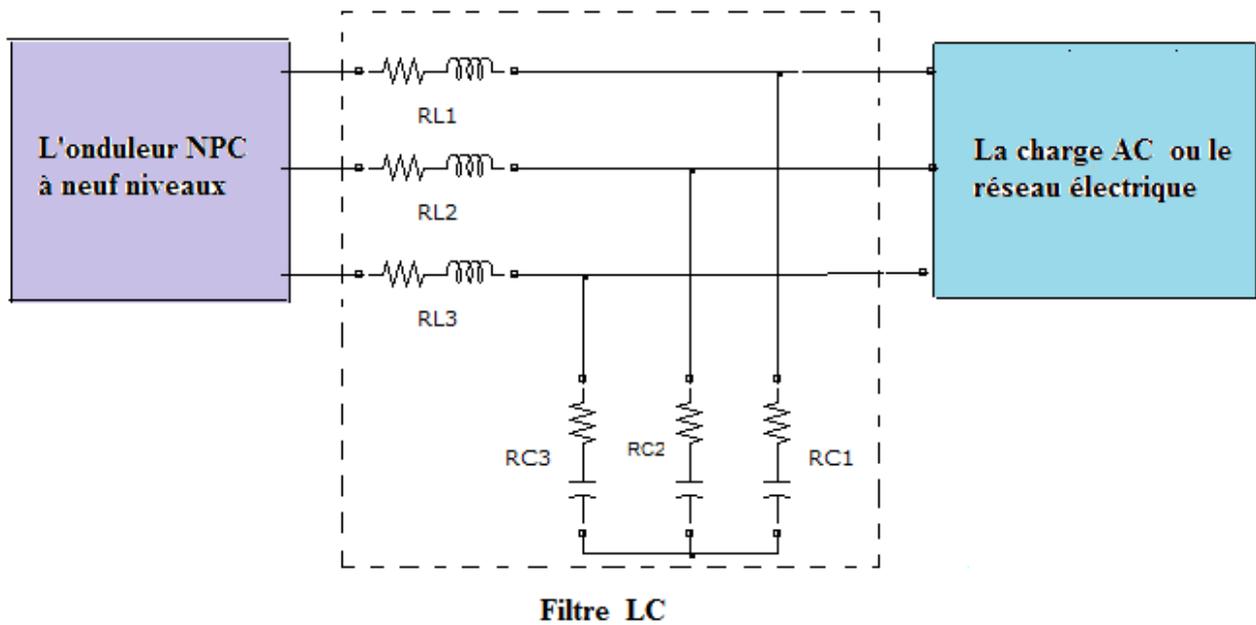


Figure 4.22 Le schéma du filtre LC de notre système

Les résistances de chaque bobine et de chaque condensateur sont négligeables devant l'impédance présentée par leur inductance ou leur capacité.

Pour calculer les paramètres du filtre on adopte la méthodologie présentée par [Bou\_13] où la fréquence de résonance du filtre est fixée au dixième de celle de découpage. Ainsi on a:

$$1 = LC\omega^2 \tag{4.9}$$

$$\omega^2 = 2\pi f_c^2 \tag{4.10}$$

avec  $f_c$  la fréquence de résonance.

$$LC = \frac{1}{4\pi^2 f_c^2} \quad (4.11)$$

$$f_c = \frac{f_d}{10} \quad (4.12)$$

$F_d$  : fréquence de découpage.

donc on trouve :

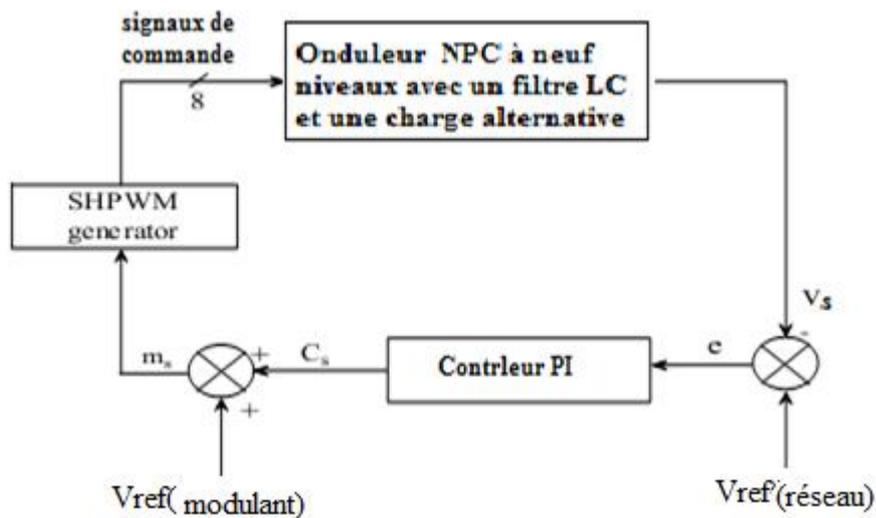
$$L = 0.21 \text{ H}$$

$$C = 12 \mu\text{F}$$

➤ **Boucle de régulation de la tension de sortie.**

Le contrôle de la tension de sortie de l'onduleur exige une boucle d'asservissement fermée.

La tension  $V_A$  est mesurée puis comparée à une tension de référence  $V_{ref} = 6000/\sqrt{3} \text{ V}$  qui présente la valeur maximale de la tension simple du réseau. Le signal d'erreur issu du comparateur est injecté au régulateur PI [Sch, 10], la figure 4.23 représente le schéma de la boucle de régulation de tension.



**Figure 4.23** : La boucle de régulation de tension de sortie de l'onduleur [Sch\_10]

Les paramètres du régulateur sont choisis comme suite:

$$K_p = 0.01 \text{ et } K_i = 0.1.$$

Les résultats obtenus après le filtrage et la boucle de régulation sont résumés dans les figures 4.24, 4.25, 4.26 et 4.27.

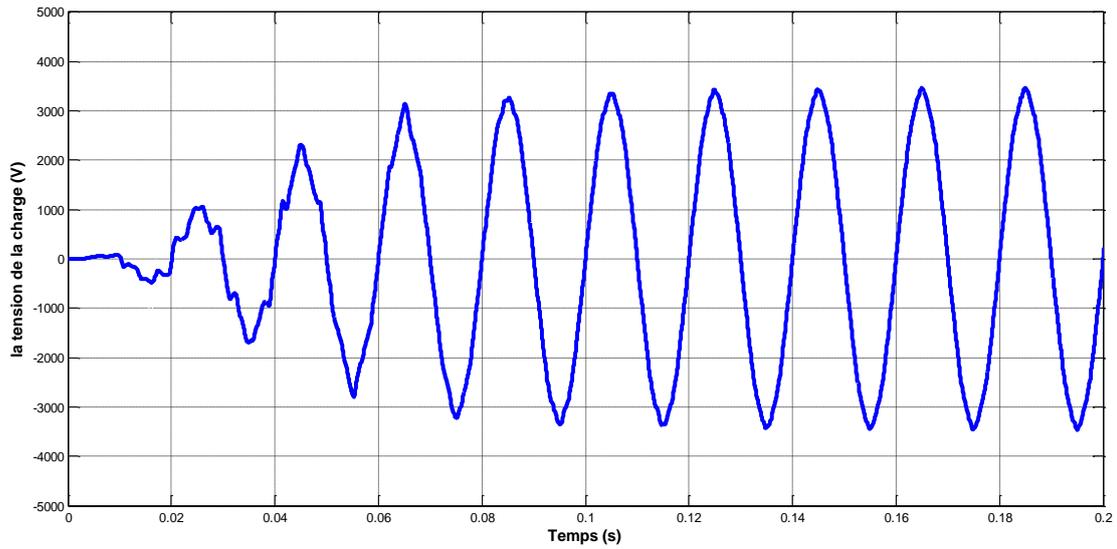


Figure 4.24 La tension simple de la charge après le filtrage

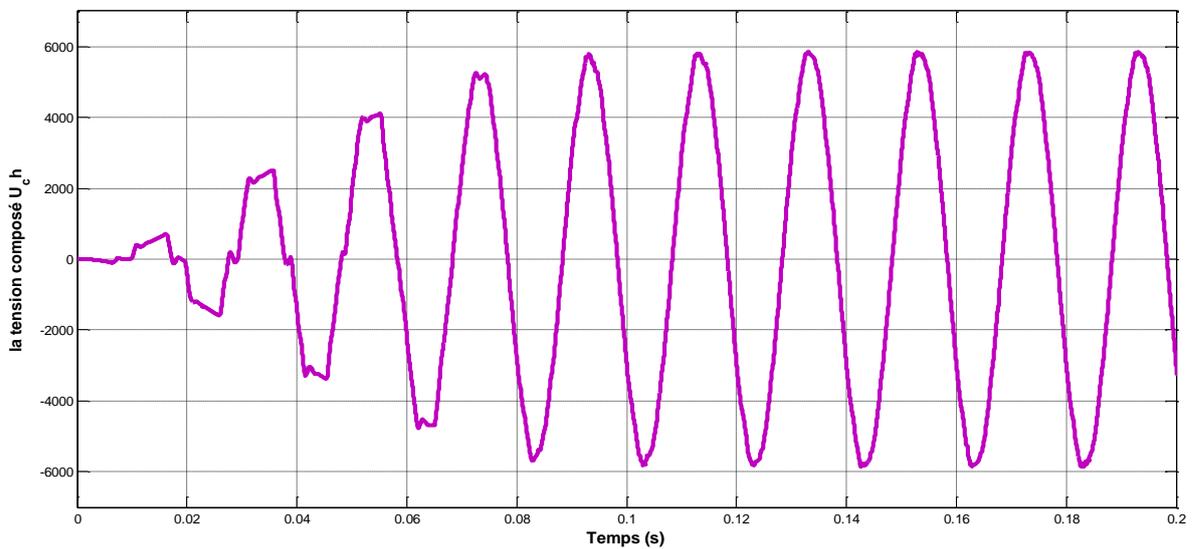


Figure 4.25 : Tension composée de sortie de l'onduleur U<sub>ab</sub>

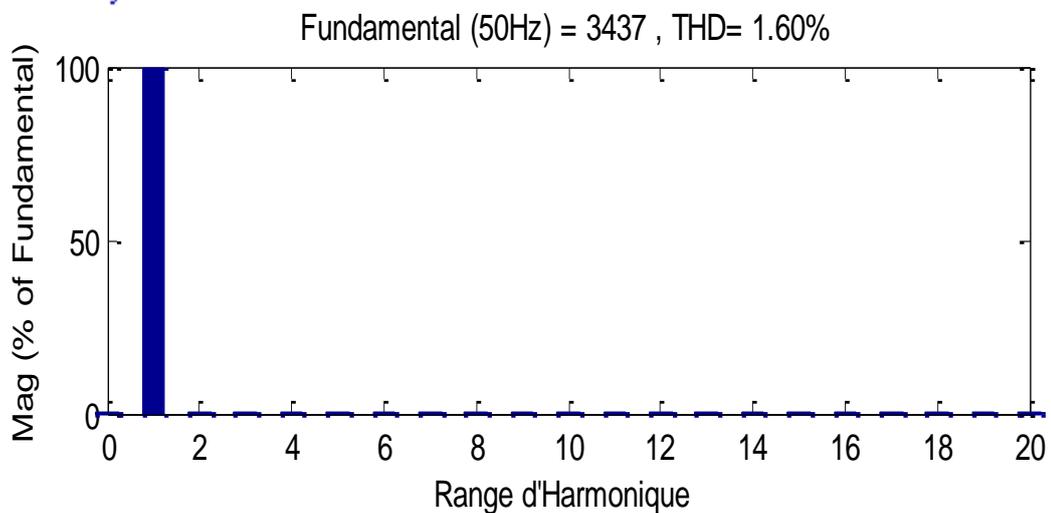


Figure 4.26 : Spectre de la tension V<sub>A</sub> de l'onduleur à neuf niveaux

Le courant de la charge est :

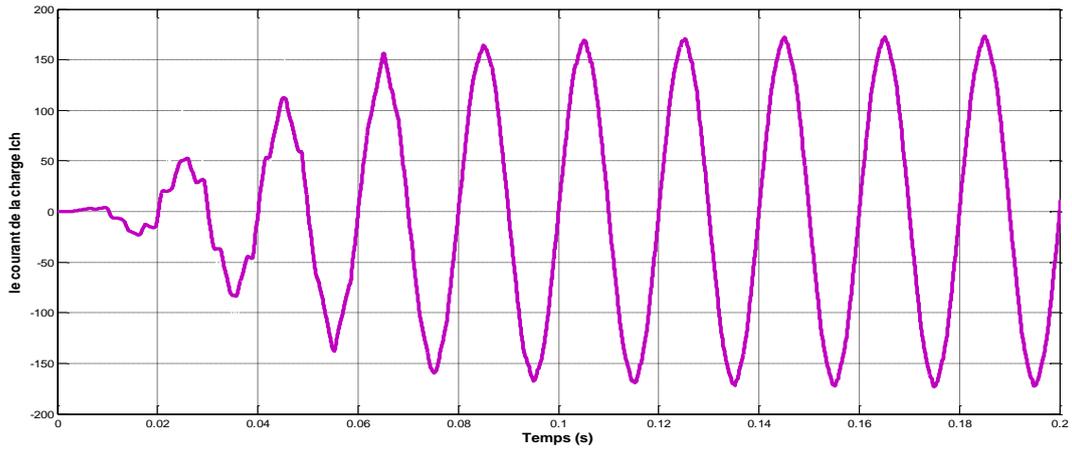


Figure 4.27 : Le courant de ligne de la charge

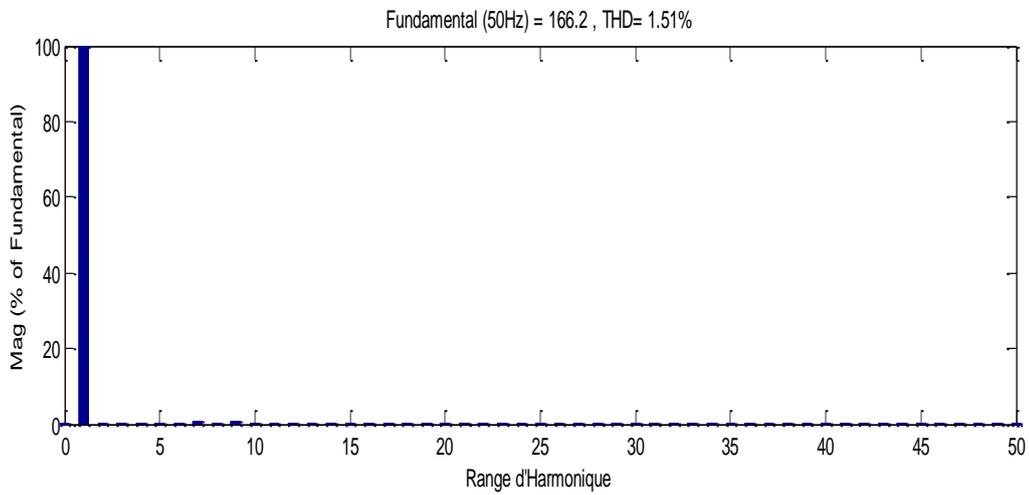


Figure 4.28: Spectre du courant de la charge

Les tensions de trois phases  $V_a$ ,  $V_b$ ,  $V_c$  sont illustrées dans la figure suivante :

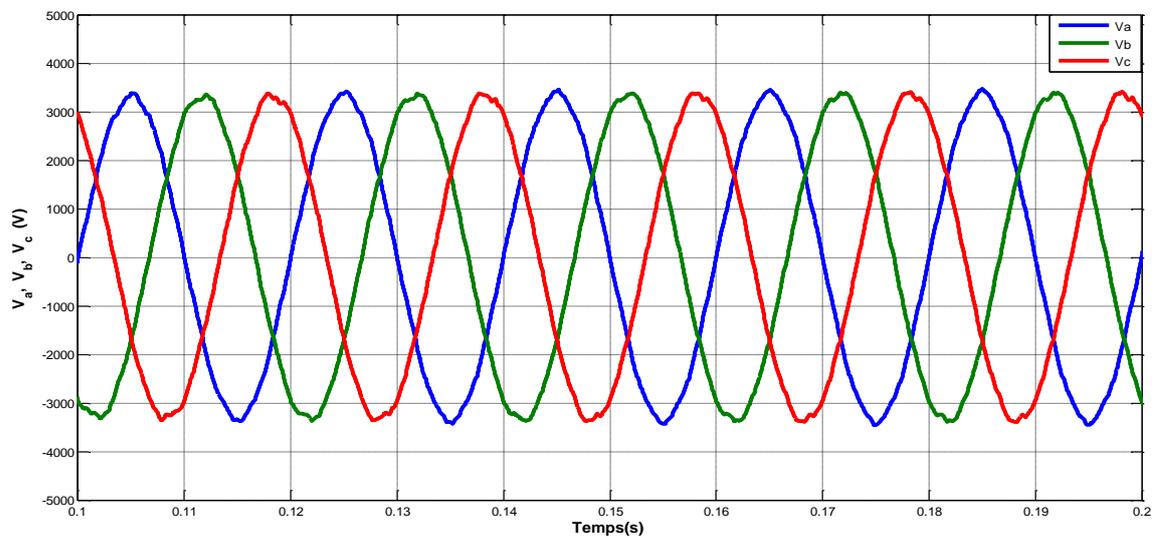


Figure 4.29 : Les tensions simples  $V_a$ ,  $V_b$ ,  $V_c$

Les puissances active et réactive de la charge sont illustrées dans les figures 4.30, 4.31.

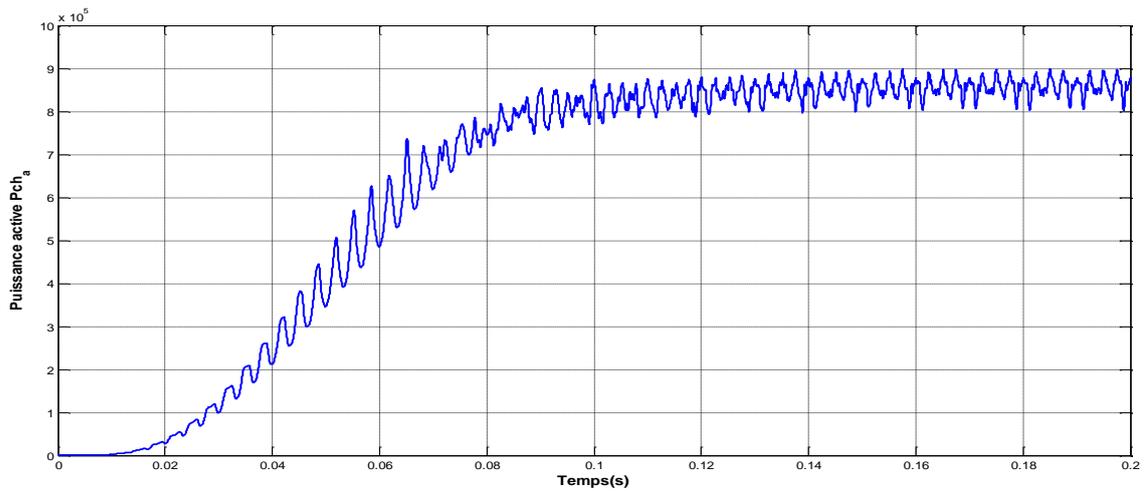


Figure 4.30 : Puissance active consommée par la charge inductive

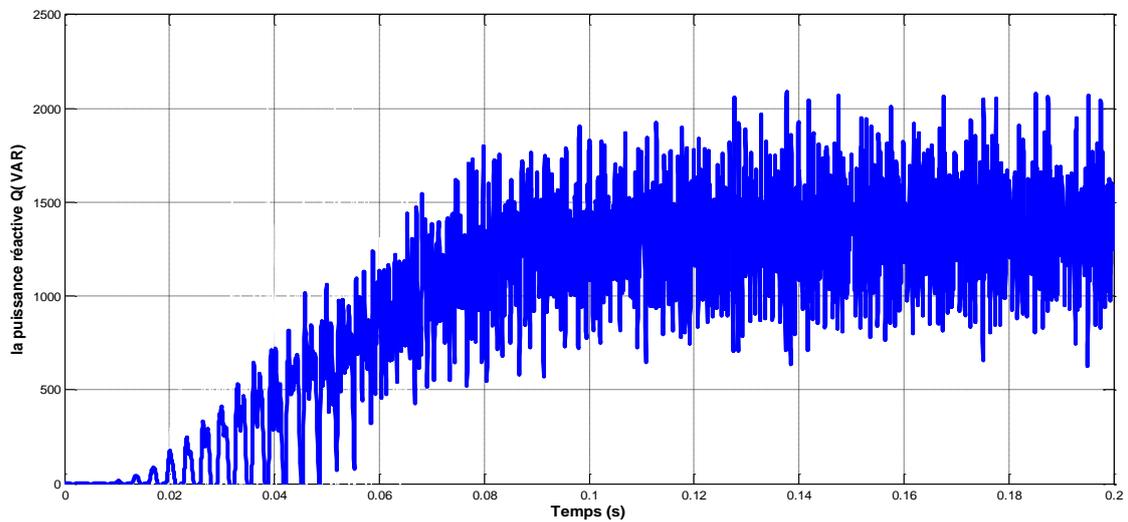


Figure 4.31: Puissance réactive consommée par la charge inductive

Le rendement est très élevé et il est près de 88 % comme présente la figure suivante :

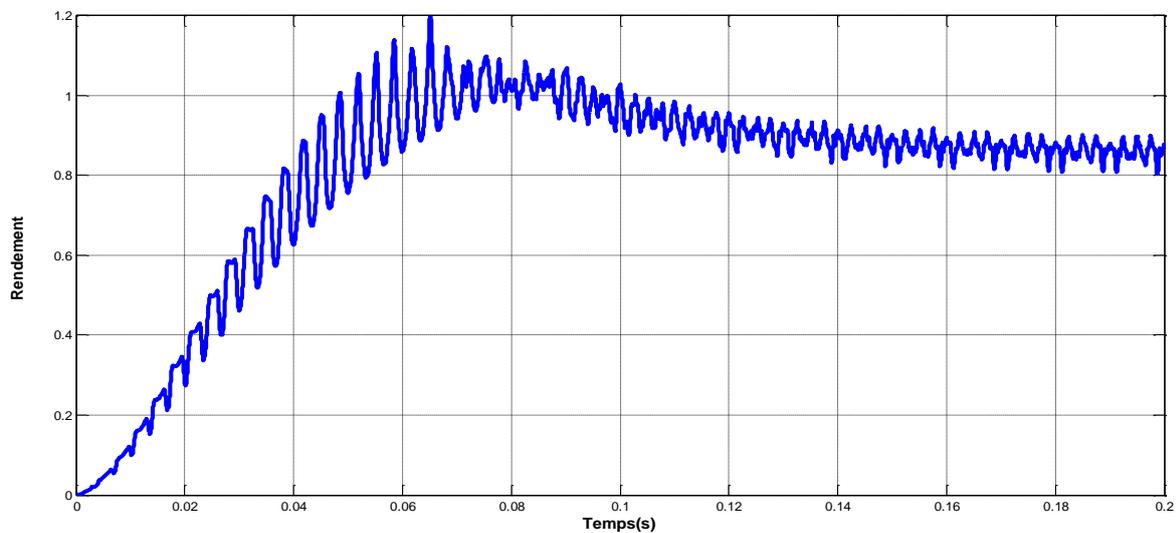


Figure 4.32 : Le rendement de la puissance de la charge

Après la simulation du système global et afin de vérifier l'efficacité du module MPPT et celui de la régulation de la tension de sortie, on fait une perturbation sur l'éclairement.

On suppose que les deux générateurs partiels G1 G2 couvertes par des nuages où l'éclairement varie à l'instante 0.2 s de  $E=1000W/m^2$  à  $800W/m^2$  :

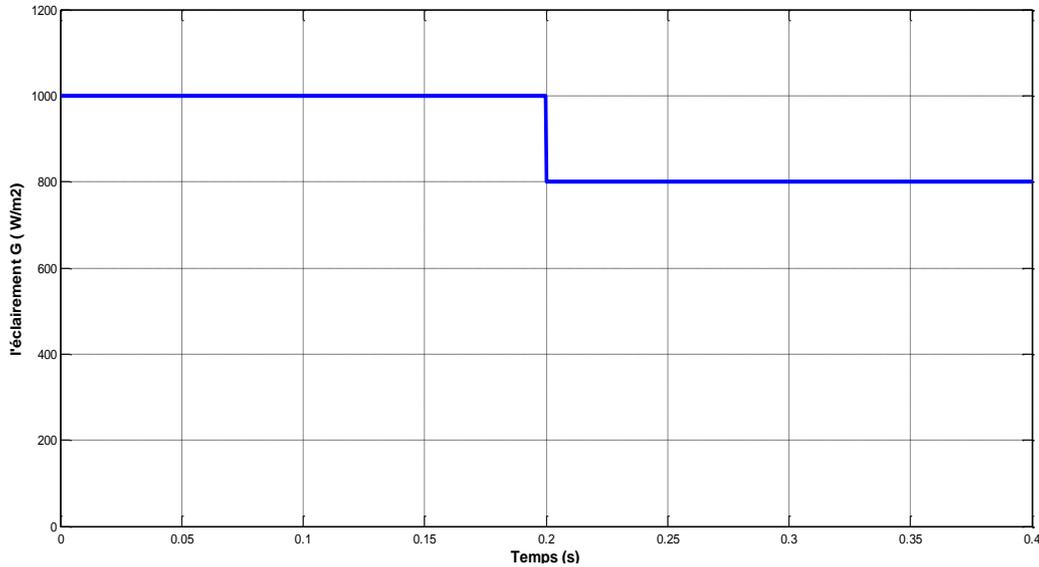


Figure 4.33 :L'éclairement de rayonnements solaires

La tension de chaque générateur G1 ou G2 après cette variation est présentée dans la figure 4.34.

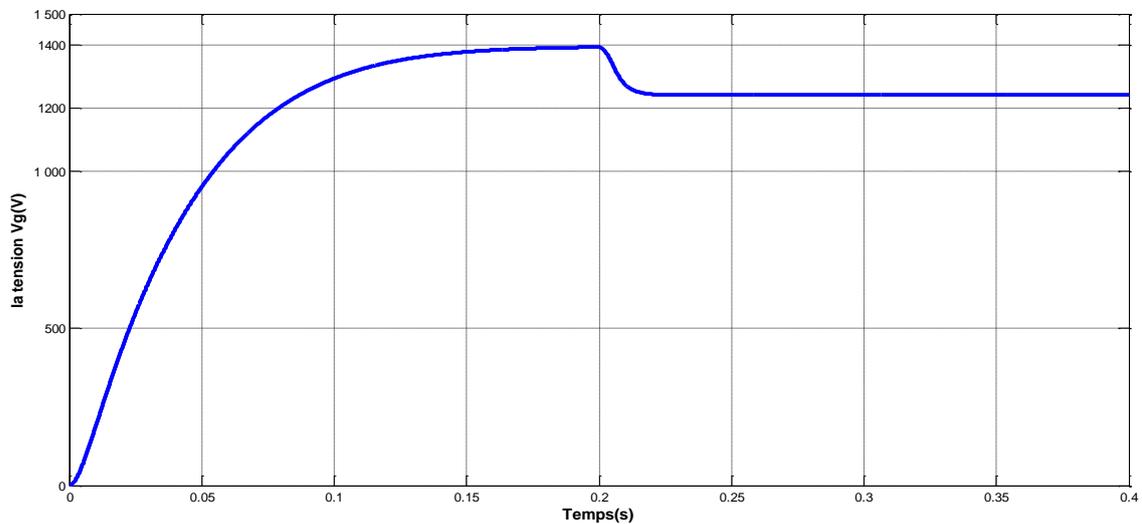


Figure 4.34 : la tension de sortie des deux générateurs G1 G2 après la variation de l'éclairement

Ainsi la puissance de ces générateurs diminue à l'instant 0.2 s par la diminution de l'éclairement comme illustre la figure 4.35 :

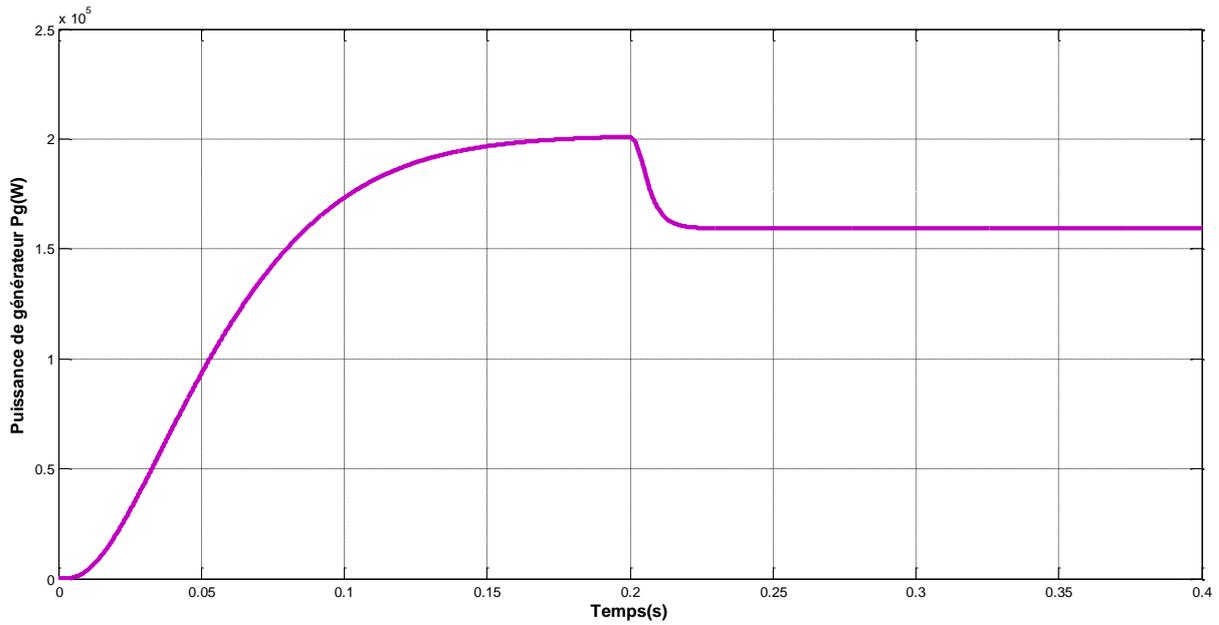


Figure 4.35 : La puissance de chaque générateur G1 G2 après la variation de l'éclairement

Donc la diminution de l'éclairement fait diminuer la tension de sortie du générateur et aussi la puissance et en conséquence elle influe sur le système global.

Les figures 4.36, 4.37 et 4.38 montrent les résultats de simulation de système globale PV après cette variation de l'éclairement :

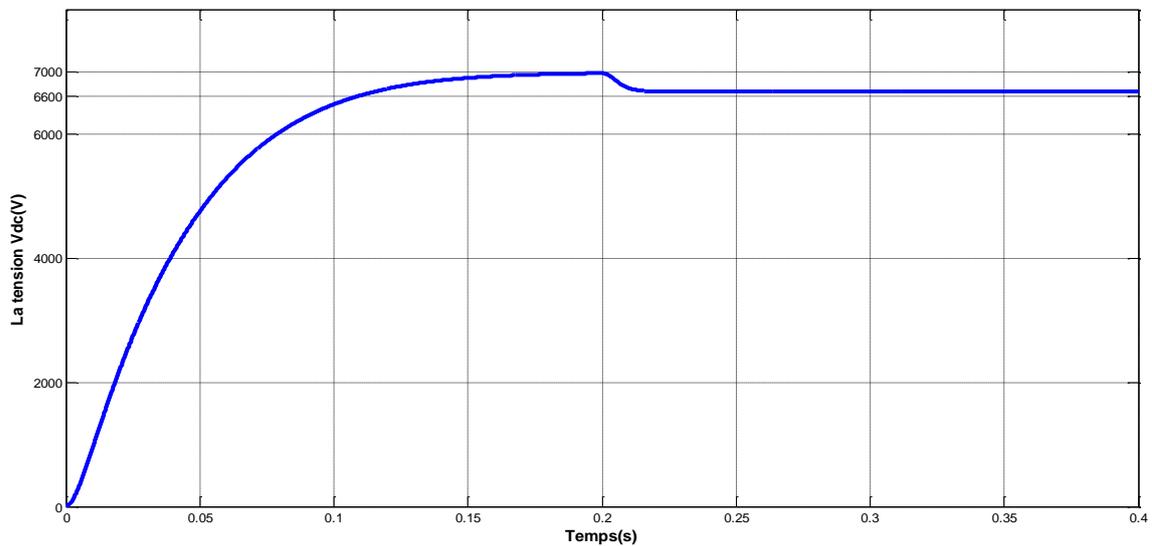


Figure 4.36 : la tension de bus continu Vdc d'entrée de l'onduleur à neuf niveaux

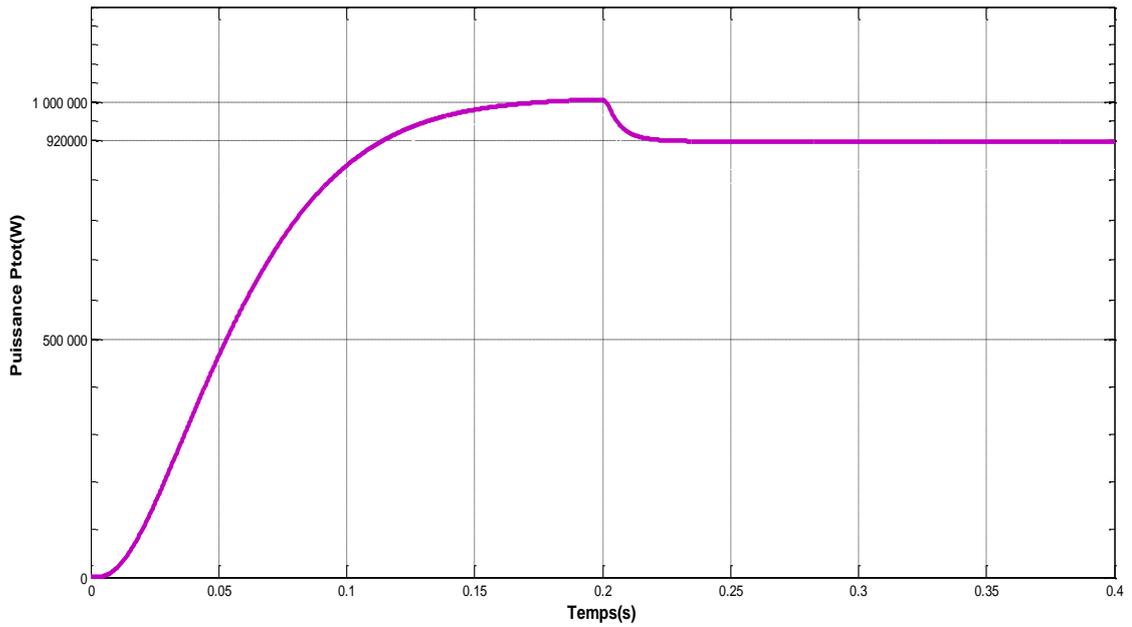


Figure 4.37 : La puissance de centrale PV après la variation de l'éclairement

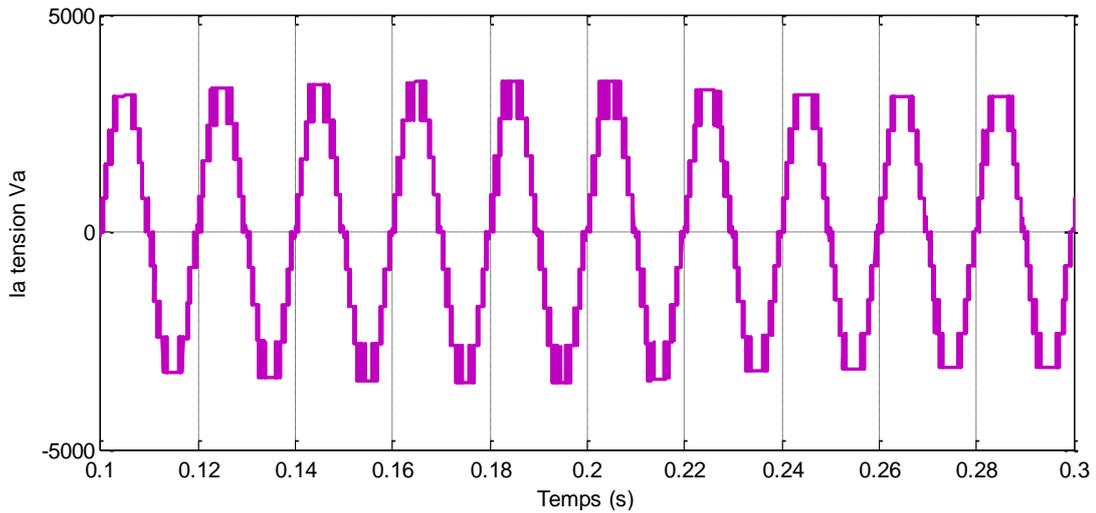


Figure 4.38 : La tension polaire «  $V_{am}$  » avec la variation de l'éclairement

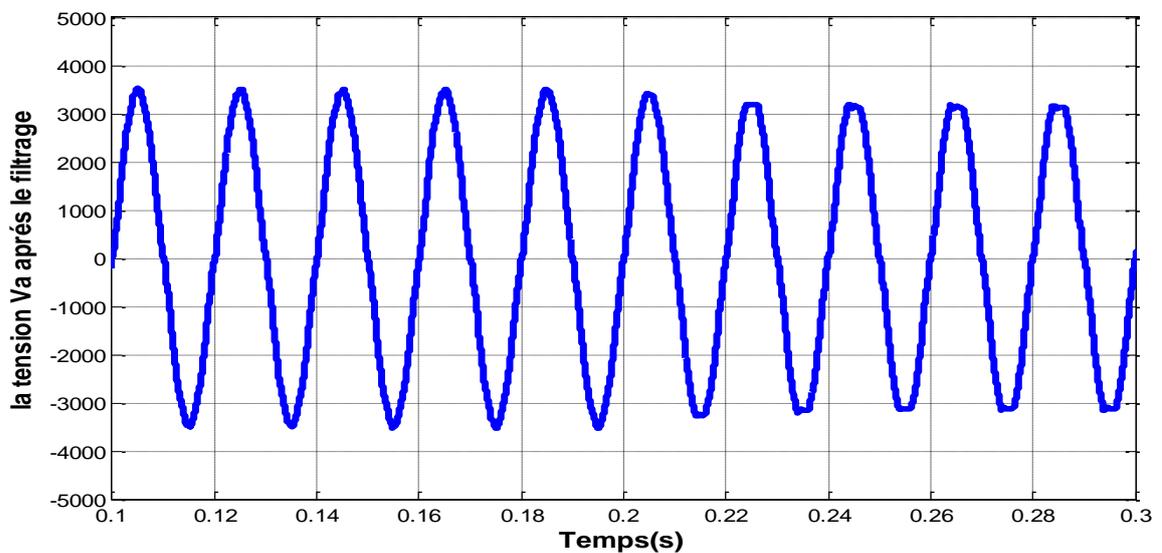


Figure 4.39 : La tension de la charge en tenant compte de la variation de l'éclairement

#### **4.4. Interprétation des résultats de simulation :**

Les résultats montrent que l'utilisation d'un système PV multi MPPT peut extraire le maximum de puissance disponible de chaque générateur partiel qui conduit la maximisation de puissance de centrale PV.

On remarque que la tension, selon son allure et son analyse spectrale, est de bonne qualité et le taux d'harmoniques de la tension est faible, les harmoniques sont tous pratiquement négligeables par rapport au fondamental.

La fréquence des porteuses est très faible cela engendre la diminution des pertes par commutation.

Ainsi les résultats montrent la poursuite du point de fonctionnement optimal lors de la perturbation. De plus après la perturbation, et la variation de la tension de sortie qui s'en suit, le régulateur de tension réajuste l'indice de modulation de la tension  $m_a$  pour garder la tension de sortie (tension fondamentale) constante (fréquence et déphasage) mais on constate une petite variation de l'amplitude de cette tension.

Le module MPPT assure le fonctionnement à puissance optimale, et le régulateur PI assure une tension de sortie répondre aux exigences d'interconnexion d'une source PV au réseau électrique.

#### **4.5. Le problème des onduleurs multi niveaux à structures NPC**

Le principal inconvénient associé aux onduleurs multi niveaux à structure NPC est la fluctuation du point milieu. Le potentiel du point milieu peut dériver considérablement vers des niveaux inacceptables en raison de non uniformité des interrupteurs utilisés ou encore des chargements-déchargements irréguliers et imprévisibles des condensateurs.

Des solutions ont été proposées pour remédier à ce problème telle que l'exploitation des états redondants des interrupteurs. Cette solution, certes très efficace dans le cas d'un onduleur à trois niveaux, devient très vite de plus en plus complexe lorsque le nombre de niveaux augmente ou par l'ajout de circuits électroniques auxiliaires (pont de clamping).

Le problème de déséquilibre des sources de tension peut être résolu en employant des sources continues séparées ou par l'ajout de circuits électroniques auxiliaires (pont de clamping) dont les auteurs proposent des ponts de clamping à base de transistors et de résistances comme solution à ce problème [Chib, 11].

Dans notre travail, et comme les générateurs photovoltaïques sont séparés à l'origine nous proposons comme solution au problème de déséquilibre des sources de tension par l'utilisation

des sources continues séparées. La structure de la cascade utilisée est présentée comme suit (figure 4.40):

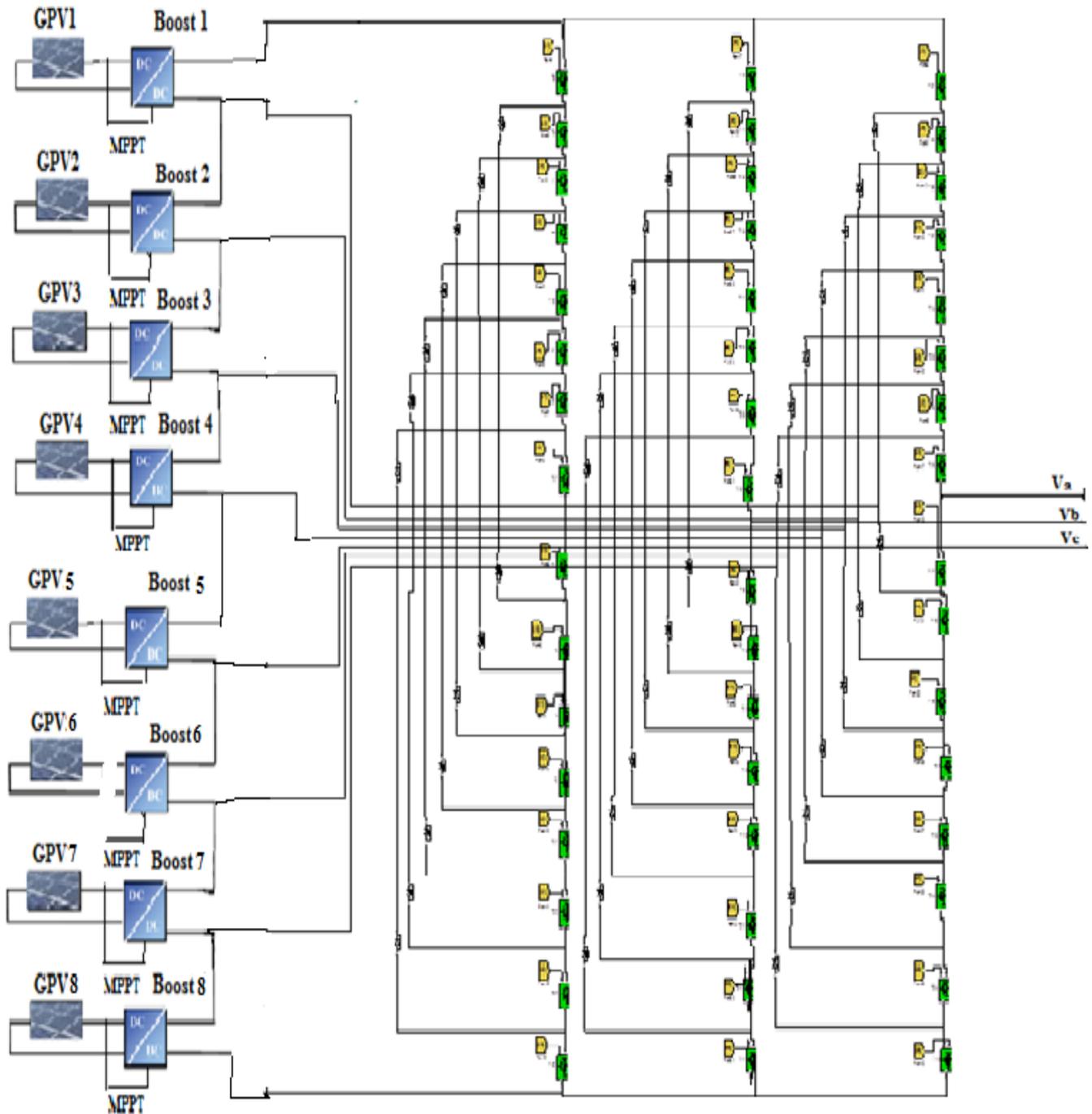


Figure 4.40 : Le schéma en cascade des générateurs PV avec l'onduleur NPC à neuf niveaux

Nous avons besoin de 8 générateurs partiels pour la centrale photovoltaïque de 1MWc. Chaque générateur délivre une puissance de 125000 Wc.

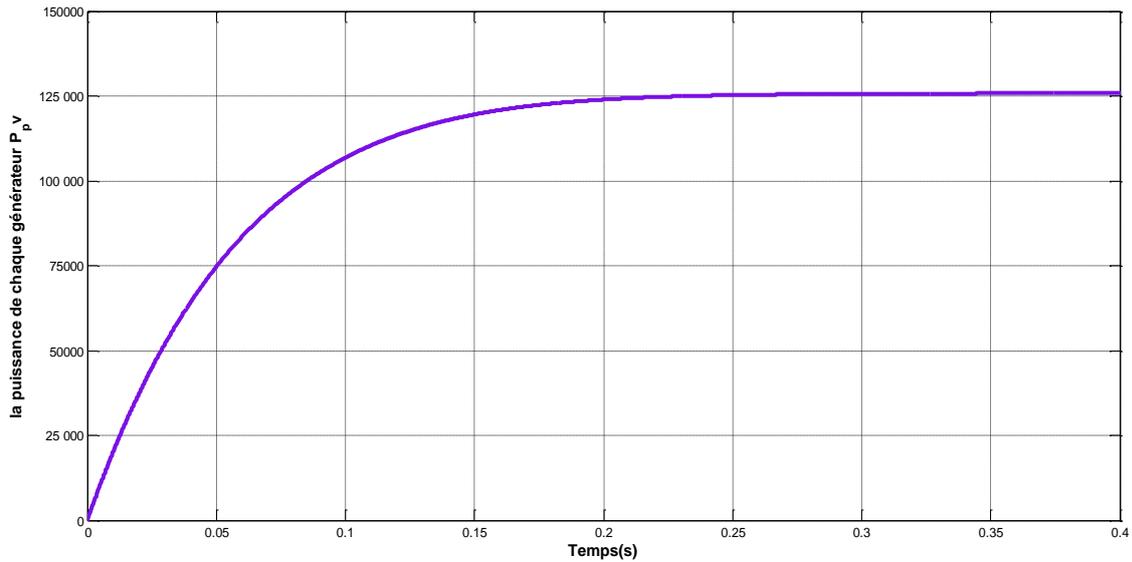


Figure 4.41: La puissance de chaque générateur de cette cascade

Et comme notre générateur a une tension de 7000V donc chaque générateur produit une tension de 875 V. La tension de ce générateur est présentée dans la figure 4.42.

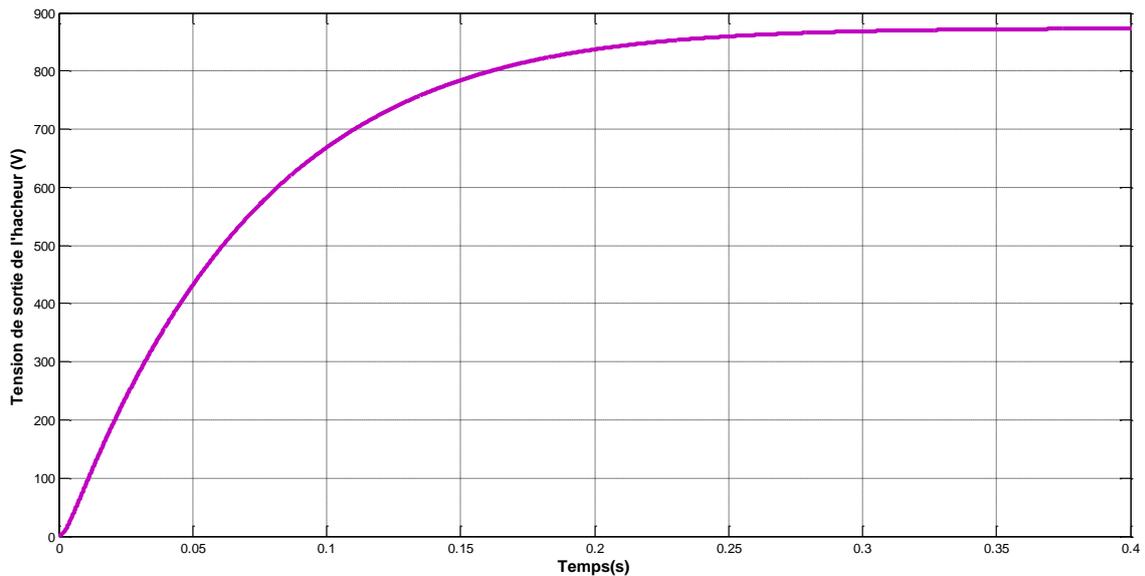


Figure 4.42. : La tension de sortie de chaque hacheur de cette cascade

Les interrupteurs des convertisseurs DC/DC et les 16 interrupteurs de l'onduleur à neuf niveaux qu'on doit choisir peuvent supporter une tension de 900 V les modules IGBT **Power MOS 7 IGBT APT40GP90JDQ2** (Voir l'Annexe B).

Les résultats sont montrés sur les figures (4.43, 4.44, 4.45 et 4.46).

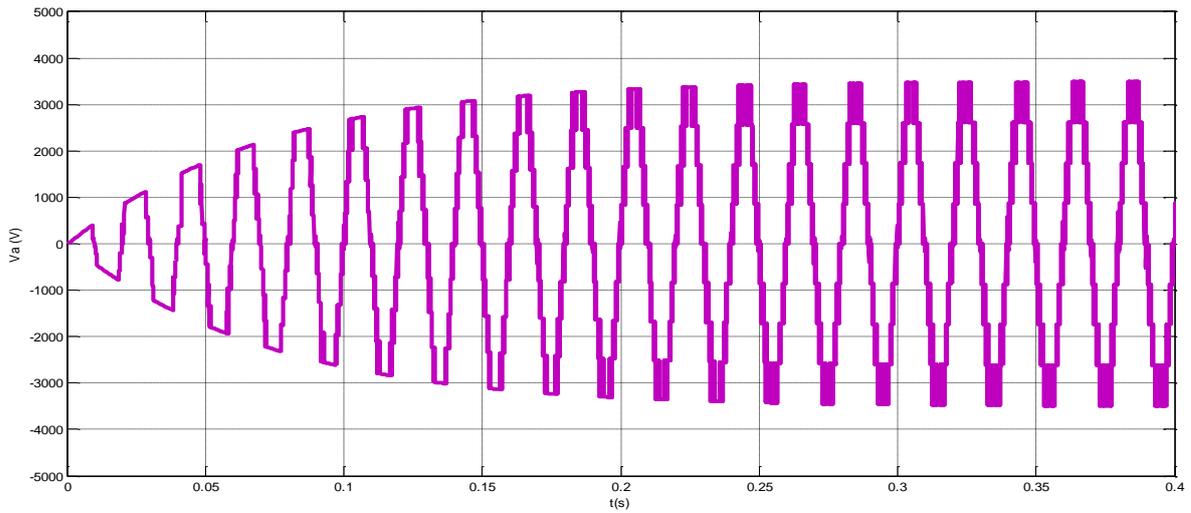


Figure 4.43: La tension polaire d'onduleur NPC avant le filtrage

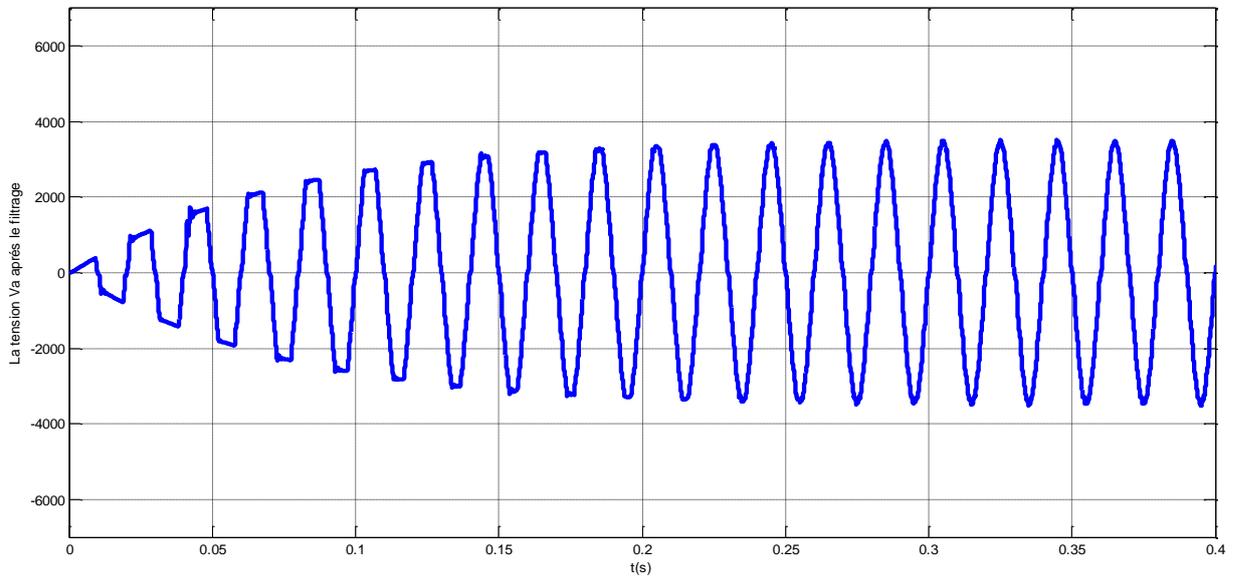


Figure 4.44: La tension simple de la charge après le filtrage

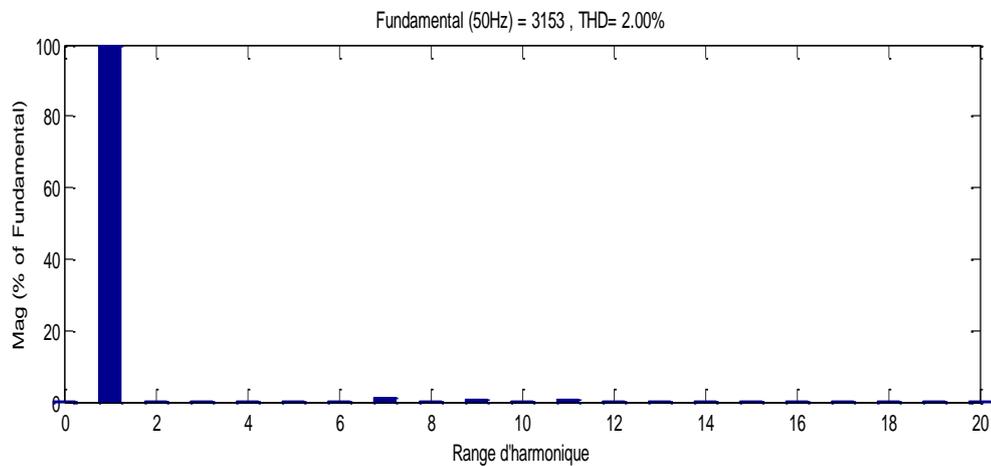


Figure 4.45 : Les Spectres de la tension  $V_A$  après le filtrage

En effet après l'analyse de ces résultats on peut dire que la mise en cascade des générateurs photovoltaïques avec l'onduleur NPC de neuf niveaux nous donne des avantages suivants:

- l'utilisation d'un seul onduleur qui conduit à la diminution des harmoniques dans le réseau engendrées par l'utilisation des plusieurs onduleurs et l'augmentation de la tension sans l'utilisation d'un transformateur.
- l'élimination du problème de fluctuation du point milieu de l'onduleur NPC ; chose qui permet d'éliminer totalement les condensateurs de cet onduleur et les remplacer par les hacheurs de conversion DC/DC .
- la diminution de la tension supportée par les interrupteurs et les condensateurs donc la diminution du coût de l'installation total.

#### **4.6. Conclusion**

Dans ce chapitre, l'onduleur triphasé NPC à neuf niveaux qui relie la centrale photovoltaïque à fort puissance PV de multi MPPT à la charge de type alternatif donne des meilleurs résultats qui conduisent au raccordement au réseau électrique de moyenne tension sans des problèmes d'interconnexions en tenant compte la variation des conditions météorologiques (éclairage).

L'étude des caractéristiques de la tension de sortie de l'onduleur à neuf niveaux par la stratégie de la commande MLI triangulo-sinusoïdale à huit porteuses a montré qu'elle présente un taux d'harmoniques très faible.

L'augmentation du rapport de fréquence " $m_f$ ", repousse les harmoniques de la tension vers des ordres élevés ce qui facilite leur élimination. Mais cette augmentation cause bien sûre une augmentation des pertes de commutation et impose l'utilisation des interrupteurs statiques de haute fiabilité (rapidité). Mais l'utilisation de l'onduleur à neuf niveaux permet de travailler sur un intervalle de fréquences très petit (environ 1000 Hz) cela engendre la diminution des pertes par commutation

On a proposé aussi une méthode d'élimination du problème de fluctuation du point milieu qui nous donne quelques avantages.

# **Conclusion générale**

## Conclusion générale

Ce présent travail est consacré à l'étude d'une centrale photovoltaïque de puissance de 1MWc dans le site d'Ouargla raccordée au réseau électrique de moyenne tension. Nous avons vu que l'onduleur à neuf niveaux à structure NPC permet de répondre aux exigences de l'interconnexion tout en assurant un fonctionnement optimal de cette centrale PV.

En première partie, nous avons étudié le principe des systèmes photovoltaïques où on a présenté le modèle des différents éléments qui le constituent (module, générateur, ..... ) ainsi que les différents types de centrales solaires.

En deuxième partie, nous avons brièvement présenté les différentes configurations des convertisseurs de puissance DC/DC ainsi que les techniques d'optimisation de puissance des générateurs PV et nous avons détaillé la technique de maximisation de puissance P & O. Les onduleurs multi niveaux se sont l'objectif de la troisième partie où nous avons représenté les différentes topologies de ces onduleurs et le principe de fonctionnement des onduleurs NPC à neuf niveaux par la commande triangle sinusoïdal à 8 porteuses.

Dans la quatrième partie, nous avons exposé la simulation sous Matlab/Simulink de l'ensemble « générateur PV, convertisseurs DC/DC avec une commande MPPT, l'onduleur NPC à neuf niveaux avec une boucle de régulation de tension de sortie de cet onduleur ». L'étude spectrale a montré que malgré la fréquence de commutation est très basse, notre onduleur peut engendrer des ondes de tension acceptable.

De ce fait, quelques conclusions ont été déduites:

- ❖ Les sources PV sont des sources non linéaires et très sensibles aux conditions météorologiques (Eclairement et Température), nous avons présenté un étage d'adaptation de puissance par la technique de commande P&O qui nous donne de bons résultats.
- ❖ L'utilisation de plusieurs étages d'adaptation de commande MPPT d'une centrale photovoltaïque permet d'améliorer le fonctionnement global du système photovoltaïque.
- ❖ Les systèmes photovoltaïques centralisées permettent d'annuler totalement le déséquilibre entre les phases du réseau électrique engendré dans les systèmes décentralisées par l'utilisation de plusieurs onduleurs monophasés.

- ❖ La surface de notre centrale par l'utilisation des modules photovoltaïques locaux est très grande, alors que l'utilisation des modules plus puissants peut diminuer cette surface mais du point de vue économique ils sont très chers.
- ❖ L'onduleur NPC à neuf niveaux permet de répondre aux exigences d'interconnexion du réseau électrique il suffit une fréquence de découpage très basse (500 Hz) par rapport aux onduleurs classiques (environ 10 KHz) donc on peut réduire les pertes par commutation engendrées au niveau des interrupteurs de puissances
- ❖ Il faut choisir une configuration convenable d'onduleur NPC avec une boucle de régulation bien déterminée pour répondre aux questions d'interconnexion dans le cas de variation des conditions météorologiques comme l'éclairement.

Ainsi, le présent travail ouvre un ensemble de perspectives à citer:

- L'élaboration d'une centrale de puissance plus de 1 MWc contenant un système de stockage pour assurer la continuité de cette énergie photovoltaïque toute la journée.
- La possibilité d'utilisation d'un convertisseur dévolteur/survolteur pour tenir compte des fluctuations de la charge.
- L'utilisation des autres techniques de commande MPPT et on peut faire une étude comparative entre elles ainsi on peut élaborer des techniques intelligentes d'MPPT.
- L'inspection des nouvelles topologies d'onduleur multi niveaux par l'utilisation des techniques MLI avancées.
- La simulation des conditions de fonctionnement « réel » des réseaux (déséquilibre, fluctuation de la fréquence .... etc).
- La possibilité d'implémentation pratique en utilisant la carte DSpace.

## *Les références bibliographiques*

[Aba, 11] : Sofiane Abada, «Etude et optimisation d'un générateur photovoltaïque pour la recharge d'une batterie avec un convertisseur sepic», Thèse de maîtrise, Faculté des études supérieures et postdoctorales de l'Université Laval ,Canada, 2011.

[Abb, 10] : ABB, Document d'application technique n°10 : « Installations photovoltaïques », <http://www.plaisance-pratique.com> , 2010, consulté janv. 2014.

[Abb, 11] : Abbassen Lyes, «Etude de la connexion au réseau électrique d'une centrale photovoltaïque », Mémoire de Magister En Electrotechnique, Option machines électriques Université Mouloud Mammeri de Tizi-ouzou, 2011.

[Abd, 12] : Sahli Abdeslem, « Filtrage actif et contrôle de puissances : application aux systèmes photovoltaïques interconnectés au réseau », Mémoire de Magistère, Université Ferhat Abbas , Setif, 2012.

[Aim, 03] : Martin Aimé, « Évaluation et optimisation de la bande passante des convertisseurs statiques Application aux nouvelles structures multicellulaires», Thèse de Doctorat, Université Toulouse, spécialité Génie Electrique , 2003.

[Aki, 07]: Akihiro Oi, « Design and simulation of photovoltaic water pumping system »,Master of Science in Electrical Engineering , California Polytechnic State University, San Luis Obispo 2005.

[Ant, 06] : F.Antony, C.Durschner , K.Remmers : «Le photovoltaïque pour tous , conception et réalisation d'installations », Institut National de l'énergie solaire , Berlin, 2006.

[Arr, 07] : Mohamed Arrouf, « optimisation de l'ensemble onduleur, moteur et pompe branche sur un générateur photovoltaïque », Thèse de Doctorat d'Etat, Université Mentouri, Constantine, 2007.

[Ape, 10]: Apere, Infos fichies Energie, « Le photovoltaïque dimensionnement d'une installation PV», <http://documentation.bruxellesenvironnement.be>, consulté novembre 2010.

[Bag, 11] : Baghdadi Fazia, «Modélisation et simulation des performance d'une installation hybride de conversion d'énergies renouvelables », Mémoire de Magister En génie mécanique Option : Thermofluides, Université Mouloud Mammeri de Tizi-ouzou, 2011.

[Bel, 08] : Belhadj Mohammed, « Modélisation d'un Système de captage photovoltaïque autonome », Mémoire de Magister en Microélectronique –Photovoltaïque, Centre Universitaire de Bechar, 2008.

[Bel, 10] : Soltane Belakehal, « Conception & Commande des Machines à Aimants Permanents Dédiées aux Energies Renouvelables », Thèse de Doctorat en sciences, Université de Constantine, 2010.

**[Bel, 11]** : Belhaouchet Nouri, « Fonctionnement à Fréquence de Commutation Constante des Convertisseurs de Puissance en Utilisant des Techniques de Commande Avancées Application : Amélioration de la Qualité de l'Energie », Thèse de Doctorat en Sciences, Université Ferhat Abbas – Setif, 2011.

**[Ben, 12]** : Bendjamâa Ibrahim, « Modélisation et commande d'un système De stockage photovoltaïque », Mémoire de Magister En L' Ecole Doctorale : énergies renouvelables, Université Abou Bakr Belkaid , Tlemcen, 2011/2012.

**[Bet, 03]** : A. Betka, A. Moussi, « Rendement maximise d'un moteur asynchrone alimente par une source photovoltaïque », Larhyss Journal, ISSN 1112-3680, pp. 151-162 Laboratoire de Recherche en Hydraulique Souterraine et de Surface, 2003.

**[Bet, s.d]**: Ralf Bettenhausen, « Onduleurs pour systèmes photovoltaïques autonomes et couplés au réseau de distribution », Master 1 Physique et Ingénierie, Spécialité Conversion des énergies Rapport de stage, Université de la Réunion, France <http://www.youscribe.com/catalogue/ressources-pedagogiques/education/etudes-superieures/rapport-de-stage-1388648>, consulté janv. 2014.

**[Bri, 11]** Brihmate Fouzia, « L'étude conceptuelle d'un système de conditionnement d'une puissance d'une centrale hybride PV/éolien », Mémoire de Magister en Electrotechnique, Université Mouloud Mammeri de Tizi-ouzou, 2011.

**[Boi, 2008]** : V. Boitier, P. Maussion, C. Cabal, « Recherche du maximum de puissance sur les générateurs photovoltaïques », revue 3E.I, N°54, septembre 2008, pp. 90-96.

**[Bou, 04]**: O. Bouhali, E.M. Berkouk, C. Saudemont, B. Francois, « A Five-Level Diode Clamped Inverter with self-stabilization of the DC Link Voltage For Grid Connection of Distributed Generators », 0-7803-8304-4/04/2004 IEEE.

**[Bou, 05]**: Bouakaz Ouahid , « Contribution à l'analyse des onduleurs multi-niveaux fonctionnement symétrique et asymétrique », Mémoire de Magister En Electrotechnique, Université de Batna, 2005.

**[Bou, 06]**: Farid Bouchafaa, « Etude et commande de différentes cascades à onduleur à neuf niveaux à structure NPC. Application à la conduite d'une MSAP », Thèse de Doctorat en automatique, Ecole Nationale Polytechnique, 2006.

**[Bou, 07]** : Omar Bouhali, « Contribution des convertisseurs multi-niveaux Au raccordement de la production d'origine Eolienne sur un réseau électrique », Thèse Doctorat, spécialité : Génie Electrique, Ecole Nationale Polytechnique de Lille, 2007.

**[Bou, 13]**: Boucheritte Wafa, « Convertisseurs multiniveaux dans les systèmes PV Connectés au réseau », Mémoire de Magister en Electrotechnique, Option Energies renouvelables, Université Mohamed Khider , Biskra, 2013.

**[Bouc, 11]** : Boucler Hacene Omar « Modélisation et commande d'un système de stockage photovoltaïque », Mémoire de Magister, Energies Renouvelables, Université Abou-Bakr Belkaid, Tlemcen., 2010/2011.

**[Bouz, 11]** Bouziane khadidja, «Etude d'une installation photovoltaïque de production d'hydrogène par électrolyse de l'eau», Mémoire de Magister en Génie des Procèdes, option: énergétique et procèdes, Université Kasdi Merbah, Ouargla, 2011.

**[Bus, 09]:** S. Busquets-Monge, J. Rocabert, J.-C. Crebier, J. Peracaula, « Diode-Clamped Multilevel Converters with Integreable Gate-Driver Power-Supply Circuits », Power Electronics and Applications, 2009. EPE '09.

**[Cal, 13]:** Adelphé Caldeira, «Développement d'un nouvel onduleur mixte à 5 niveaux pour les applications photovoltaïques domestiques 3kW », JCGE, 2013.

**[Cha, 08]:** Maher Chaabene, «Gestion Energétique des Panneaux Photovoltaïques», Master de Génie Electrique, Conversion Electrique des énergies renouvelables (CEER), Université de Sfax Ecole Nationale d'Ingénieurs de Sfax, 2008, [www.maher.cmerp.net/doc/Conférence\\_2.ppt](http://www.maher.cmerp.net/doc/Conférence_2.ppt), consulté janv.2014.

**[Chib, 11] :** R. Chibani, E.M. Berkouk, M.S. Boucherit, « Stabilisation des Tensions d'entrée d'un Onduleur de tension à cinq niveaux à structure NPC par un nouveau pont de clamping », Revue des Sciences et de la Technologie –RST-Volume 2 N°1 /janvier 2011.

**[Chik, 11] :** Said Chikha, «Optimisation de la puissance dans les systèmes photovoltaïques», Mémoire de Magister En Electrotechnique, Option Electricité industrielle, Université Larbi BenM'hidi, Oum El Bouaghi., 2011.

**[Céc, 09] :** Cécile Miquel, «Systèmes photovoltaïques: fabrication et impact environnemental» HESPUL, Energies Renouvelables et efficacité énergétique, 2009.

**[Flè, 07] :** B. Flèche, D. Delagnes, « Energie solaire photovoltaïque », STI ELT, juin 2007, [www.itismajo.it/fff/.../Energie\\_solaire\\_photovoltaïque.pdf](http://www.itismajo.it/fff/.../Energie_solaire_photovoltaïque.pdf), consulté janv. 2014.

**[Gré, 10] Luc André grégoire ,** «Convertisseur à cellule empilée faible à taux de distorsion harmonique: conception et mise en œuvre », Mémoire présenté à l'école de technologie supérieure comme exigence partielle à l'obtention de la Maîtrise en Génie Electrique, Ecole de Technologie Supérieure, Université du Québec, Montréal , 2010.

**[Hat, 99]:** C.J. Hatziadoniu, F.E. Chalkiadakis, V.K. Feiste, « A power conditioner for a grid-connected photovoltaic generator based on the 3-level inverter», Department of Electrical Engineering Southern Illinois University, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 14, No. 4, December 1999.

**[Has, 10]:** HASSINI née BELGHITRI HOUDA, «Modélisation, simulation et optimisation d'un système hybride eolien-photovoltaïque», Mémoire de Magister, Spécialité : Physique Energétique et Matériaux Université Aboubakr Belkaid de Tlemcen, 2010.

**[Hat, 08] :** M. Hatti, « Contrôleur Flou pour la Poursuite du Point de Puissance Maximum d'un Système Photovoltaïque », JCGE'08, Lyon, 16 et 17 décembre, 2008.

**[Hel, 12] :** Helali Kamelia, «Modélisation D'une Cellule Photovoltaïque : Etude Comparative», Mémoire de Magister en électrotechnique Option Machines Electriques, Université Mouloud

Mammeri de Tizi-ouzou, 2012.

**[Kas, 07]** : K. Kassmi, M. Hamdaoui et F. Olivié, « Conception et modélisation d'un système photovoltaïque adapté par une commande MPPT analogique », Revue des Energies Renouvelables Vol. 10 N°4 (2007) 451 –462.

**[Ken, 07]** : Fairouz Kendouli, « Etat de l'art et modélisation des microcentrales », Magister en Electrotechnique de l'Université Mentouri de Constantine 2007.

**[Lab, 05]** : Anne Labouret ,Michel Villosz, « Energie solaire photovoltaïque», 2<sup>e</sup> Edition, Dunod, 2005.

**[Lab, 06]** : Julien LABBÉ, « L'hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d'électricité pour systèmes photovoltaïques isolés », Thèse de Doctorat de l'Ecole des Mines de Paris Spécialité "Énergétique", 2006.

**[Lef, 05]** : Pierre Lefranc, « Étude, conception et réalisation de circuits de commande d'IGBT de forte puissance », Thèse Doctorat, institut national des sciences appliquées de Lyon (CEGELY), 2005.

**[Lah, 07]** : Lahlah Salah, « Etude comparative des techniques MPPT Perturbation and Observation (P&O), Incremental Conductance (Inc.CoN) et Hill climbing (H.C) », Mémoire de Magister En Electrotechnique, Option : Maitrise des Energies, Université de Batna, 2007.

**[Lel, 07]** : Jean-François Lelievre, «Elaboration de SiNx:H par PECVD: optimisation des propriétés optiques, passivantes et structurales pour applications photovoltaïques» Thèse de Doctorat, Institut National des Sciences Appliquées de Lyon 2007.

**[Lou, 08]** : Mohamed Lakhdar Louzane, «Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque sur le site de Ouargla », Mémoire de Magister En Electrotechnique Option : Maitrise des énergies, Université de Batna, 2008.

**[Mar, 05]** : Jean-Sébastien Mariéthoz, «Etude formelle pour la synthèse de convertisseurs multiniveaux asymétriques: topologies, modulation et commande», Thèse de doctorat Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, 2005.

**[Mee, 11]** : Dariga Meekhun, «Réalisation d'un système de conversion et de gestion de l'énergie d'un système photovoltaïque pour l'alimentation des réseaux de capteurs sans fil autonomes pour l'application aéronautique», Thèse Doctorat de l'Université de Toulouse, 2011.

**[Mek, 13]** : H. Mekerbeche, B. Azoui et M. Chabane, « Etude d'une puissance solaire photovoltaïque de 100kWc pour application dans une zone semi aride », The international conference on electronics & oil: from theory to applications march 05-06, 2013, Ouargla.

**[Mer, 10]** : R. Merahi, R. Chenni, M. Houbes , « Modélisation et simulation d'un module PV par Matlab » 10<sup>ème</sup> Séminaire International sur la Physique Energétique Département Electrotechnique, Université de Badji Mokhtar Annaba, 2010.

**[Mis, 09]** : Mission économique d'Alger , « Les énergies renouvelables en Algérie » Prestation réalisée sous système de management de la qualité certifié AFAQ ISO 9001 avril 2009.

**[Moh, 08]**: Mohan M. Renge , Hiralal M. Suryawanshi, « Five-Level Diode Clamped Inverter to Eliminate Common Mode Voltage and Reduce dv/dt in Medium Voltage Rating Induction Motor Drives », IEEE transactions on power electronics, vol. 23, no. 4, July 2008.

**[Mor, 12]** Stefan Moring , Anton Pols, «Maximum Power Point Tracking :Algorithm and Software Development», Bachelor Thesis, Delft University of Technology Faculty of EEMCS, June 27, 2012.

**[Mra, 08]** : T. Mrabti, M. El Ouariachi, K. Kassmi, F. Olivié et F. Bagui, «Amélioration du fonctionnement des systèmes photovoltaïques suite aux brusques variations des conditions météorologiques et de la charge » Revue des Energies Renouvelables Vol. 11 N°1 (2008) 107 – 117 107.

**[Roy, 98]** : J. Royer, T. Djiako, E. Schiller, B. Sada Sy, « Le pompage photovoltaïque : Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens », Université d'Ottawa, 1998.

**[Sen, 10]**: David Sanz Morales, «Maximum Power Point Tracking Algorithms for Photovoltaic Applications», Faculty of Electronics, Communications and Automation, Thesis submitted for examination for the degree of Master of Science in Technology, Aalto University, Finlande, 2010.

**[Tal, 04]** : Talha Abdelaziz, «Etude de différentes cascades de l'onduleur à sept niveaux à structure NPC. Application à la conduite d'une machine synchrone à aimants permanents.», Thèse doctorat en Génie Electrique, option : Electrotechnique, l'Institut National Polytechnique Alger, 2004.

**[Thi, 11]** : Thi Thuy Linh PHAM, «Contribution à l'étude de nouveaux convertisseurs sécurisés à tolérance de panne pour systèmes critiques à haute performance. Application à un PFC Double-Boost 5 Niveaux.», Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, Spécialité : Génie Electrique, 2011.

**[Tia, 11]** : Tiar Mourad, «Commande Optimale d'un Système de Génération Photovoltaïque Hybride », Mémoire de Magister En Electrotechnique Option : Electricité industrielle, Université de Biskra, 2011.

**[Tra, 11]** **Trahi Fatiha**, «Prédiction de l'irradiation solaire globale pour la région de Tizi-Ouzou par les réseaux de neurones artificiels Application pour le dimensionnement d'une installation pour l'alimentation du laboratoire de recherche LAMPA», Mémoire de Magister en électronique, Université Mouloud Mammeri de Tizi-ouzou, 2011.

**[Oli, 02]** : Olivier Gergaud, « Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur », Thèse de doctorat en Electrotechnique de l'Ecole Normale Supérieure de Cachan, 2002.

**[Oul, 08]** : A. Ould Mohamed Yahya, A. Ould Mahmoud , I. Youm, « Etude et modélisation d'un générateur photovoltaïque », Revue des Energies Renouvelables Vol. 11 N°3 (2008) 473 –

483, 2008.

**[Oul, 2013]:** N. Ould Cherchali , A . Morsli , M. S. Boucherit L. Barazane , and A. Tlemçani, « Analyse et Commande d'une Cascade Source photovoltaïque Onduleur à Cinq Niveaux», International conference on electronics oil from theory to applications, march 05-06, 2013, Université de Ouargla.

**[Per, 08]:** J. Percebois, C.Mandil, « Rapport d'énergie 2050 », février 2012, France, [http://www.strategie.gouv.fr/system/files/rapport-energies\\_0.pdf](http://www.strategie.gouv.fr/system/files/rapport-energies_0.pdf), consulté janv. 2014.

**[Pet, 09] :** Petibon Stéphane, « Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques », Doctorat de l'Université Toulouse III - Paul Sabatier, 2009.

**[Vig, 10]** Stéphane Vighetti, « Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau: choix et dimensionnement des étages de conversion » préparée au laboratoire de Génie Electrique de Grenoble (g2elab), umr 5529, 2010.

**[Web. Scr, 13]:** Site Internet, <http://www.scribd.com/doc/46661921/Les-energies-renouvelables>, consulté le 12/06/2013.

**[Web. Oek, 13] :** Site Internet, <http://oekoumene.fr/blog/2012/04/12/les-energies-fossiles>, consulté le 15/06/2013.

**[Xig, 12]:** Xiguo Gong, « A 3.3kV IGBT module and application in Modular Multilevel converter for HVDC », Semiconductor Division, Mitsubishi Electric & Electronics (Shanghai), Shanghai, China, 978-1-4673-0158-9/12/\$31.00 ©2012 IEEE.

**[Yad, 11] :** M.F. Yaden, M. El Ouariachi, T. Mrabti , Ka. Kassmi, B. Tidhaf, E. Chadli et K. Kassmi, « Conception et réalisation d'un système photovoltaïque muni d'une commande MPPT numérique », Revue des Energies Renouvelables Vol. 14 N°1 (2011) 171 – 186, Université Mohamed Premier, Faculté des Sciences, Laboratoire LEPAS, Oujda, Maroc 2011.

## A.1. Les caractéristiques électriques du module Photovoltaïque ENIESOLAIR-75



**ENIE Solar**  
Les énergies renouvelables

**MODULE PHOTOVOLTAÏQUE – 75W**

**Caractéristiques physiques :**

Dimensions	1224 x 545 x 39,5 mm
Poids	9 Kg
Conditions d'emballage	4 modules par caisse / 26 modules par caisse
Dimension de la caisse d'emballage	1350 x 665 x 230 mm / 1295 x 605 x 1220 mm

**Caractéristiques électriques (1.000 W / m<sup>2</sup>, 25° C cell, AM 1.5) :**

Puissance maximale	75 Wp +/- 10 %
Courant maximum	4,34 A
Tension maximale	17,3 V
Tension maximale du système	760 V
Courant de court circuit	4,67 A SC
Tension de circuit ouvert	21,6 V OC
Valeur minimale du fusible en série	10 A
NOCT (800 W / m <sup>2</sup> , 20° C, AM 1.5, 1 m / s)	47°C



**Caractéristiques constructives :**

Type de cellule	Monocristalin, avec texture et couche anti-reflet – 125 x 125 mm
Contacts	Redondants, contacts multiples dans chaque cellule de 125 x 125 mm
Nombre de cellules en série	36
Nombre de cellules en parallèle	1
Laminage	EVA (ethylene vinyl acetate)
Face frontale	Verre à microstructure trempé avec haute transmissivité
Face postérieure	Protégée par plusieurs couches de Tedlar
Cadre	Aluminium anodisé
Bornier de mise à la terre	Oui

**Boîte de connexion :**

Dimension (LxIxé)	100 x 110 x 30 mm
Boîte	1 x IP65 avec une diode bypass
Bornier de connexion	Bornier vissable et possibilité de soudage
Cables	400 mm (+); 700 mm (-); 4 mm <sup>2</sup>



**Certifications :** IEC 61215, Class II selon certificat TÜV, CE  
**Observation :** Pour l'amélioration du produit, toute caractéristique pourrait être modifiée sans notification.



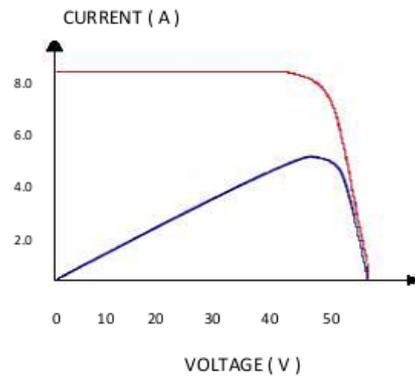
Société par actions au capital de 8 322 000 000 DA Registre de commerce : Sidi Bel Abbes B 89 005  
 Siège Social : B.P N° 101 – Zone Industrielle, Route de Mascara Sidi Bel Abbes – Algérie  
 Téléphone : +213 48 56 66 88    Télécopie : +213 48 56 66 88    Web : www.enic.dz    E-mail : enic-solar@enic.dz

## A.2. Les caractéristiques électriques du module Photovoltaïque QS 450 W

### QS 450 W SPRAYTEK99<sup>®</sup> TECHNOLOGY

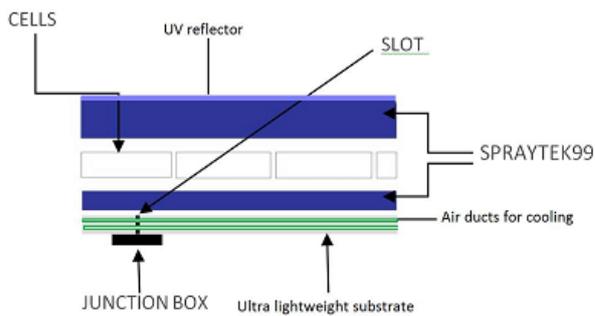
ELECTRICAL SPECIFICATIONS	QS 450 W	TEMPERATURE COEFFICIENTS	
Pmp	450 W	Pmp	-0.43% per deg C
Positive tolerance	-0 ~ +7%	Vmp	-0.43% per deg C
Pmp max	481 W	Imp	-0.019% per deg C
Pmp min	450 W	Voc	-0.32% per deg C
Module Efficiency	15.50 %	Isc	+0.003% per deg C
Maximum power voltage ( Vmp )	53.4 V	Maximum system voltage	1000 V
Maximum power current ( Imp )	8.42 A	<b>WARRANTY</b>	
Open Circuit Voltage ( Voc )	60.2 V	10 years manufacturing	
Short circuit current ( Isc )	8.89 A	5 years/95%, 12 years/90%, 18 years/85%, 25 years/80%	

MECHANICAL SPECIFICATIONS	QS 450 W
Dimensions	2434 mm x 1191 mm x10 mm ( with 0.05mm tolerance) 95.83 x 46.89 x 0.39 inches ( with 0.02 " tolerance )
Weight	46.74 lbs / 21.2 Kgs
Cells	105 Polycrystalline 6" x 6" cells
Frame	NO FRAME
Encapsulant	SPRAYTEK99 <sup>®</sup> ESS <sup>®</sup> PROCESS
Backsheet	Ultra light hollow polymer



Specifications may change.

### SPRAYTEK99<sup>®</sup> ESS<sup>®</sup> SOLAR MODULE STRUCTURE



**QSOLAR.**  
think different.think better.think qsolar

### CERTIFICATIONS



QSOLAR EUROPE  
54 Clarenton Road  
Watford, WD17 1DU  
UK

QSOLAR ASIA  
N192 HuaNing Road  
Minhang District / Shanghai  
CHINA

QSOLAR NORTH AMERICA  
Centennial Place, West Tower  
Suite 2110, 250 - 5th Street SW  
Calgary Alberta  
T2P 0R4  
CANADA

[www.qsolar.net](http://www.qsolar.net)

QSOLAR Limited is a Canadian company headquartered in Calgary ( Alberta ) and listed on the Canadian National Stock Exchange under the symbol QSL ([www.cnsx.ca](http://www.cnsx.ca))

## Caracteristiques des IGBT 1400V et 150A

**2MBI150PC-140**

IGBT Modules

**IGBT Modules P series**

1400V / 150A 2 in one-package

**■ Features**

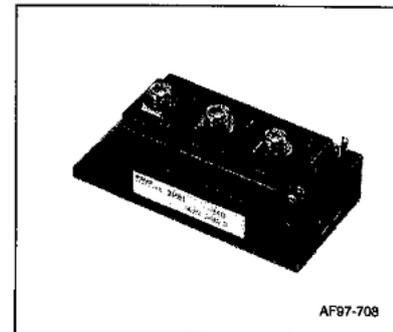
- Small temperature dependence of the turn-off switching loss
- Easy to connect in parallel
- Wide RBSOA (square up to 2 times of rated current) and high short-circuit withstand capability
- Low loss and soft-switching (reduction of EMI noise)

**■ Applications**

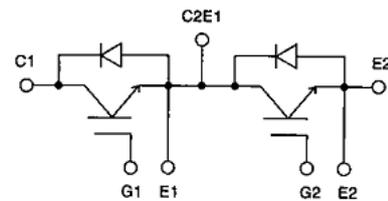
- General purpose inverters
- AC servo systems (Drive unit)
- UPS (Uninterruptible Power Supply)

**■ Maximum ratings and characteristics****● Absolute maximum ratings** (Tc=25°C unless otherwise specified)

Item	Symbol	Rating	Unit	
Collector-Emitter voltage	V <sub>CEs</sub>	1400	V	
Gate-Emitter voltage	V <sub>GES</sub>	±20	V	
Collector current	Continuous	Tc=25°C	200	A
		Tc=80°C	150	
	1ms	Tc=25°C	400	
		Tc=80°C	300	
	Continuous	-I <sub>c</sub>	150	
1ms	-I <sub>c</sub> pulse	300		
Max power dissipation	P <sub>c</sub>	1100	W	
Operating temperature	T <sub>J</sub>	+150	°C	
Storage temperature	T <sub>stg</sub>	-40 to +125	°C	
Isolation voltage	V <sub>is</sub>	2500 AC (1min.)	V	
Screw torque	Mounting *	3.5	N·m	
	Terminals *	3.5		



AF97-708

**■ Equivalent circuit**

Recommendable value  
\* 2.5 to 3.5 N·m (M5)

**● Electrical ratings and characteristics** (T<sub>J</sub>=25°C unless otherwise specified)

Item	Symbol	Characteristics			Conditions	Unit
		Min.	Typ.	Max.		
Zero gate voltage collector current	I <sub>CEs</sub>	—	—	2.0	V <sub>GE</sub> =0V, V <sub>CE</sub> =1400V	mA
Gate-Emitter leakage current	I <sub>GES</sub>	—	—	400	V <sub>CE</sub> =0V, V <sub>GE</sub> =±20V	nA
Gate-Emitter threshold voltage	V <sub>GE (th)</sub>	6.0	8.0	9.0	V <sub>CE</sub> =20V, I <sub>C</sub> =150mA	V
Collector-Emitter saturation voltage	V <sub>CE (sat)</sub>	—	2.7	3.0	T <sub>J</sub> =25°C, V <sub>GE</sub> =15V, I <sub>C</sub> =150A	V
		—	3.3	—	T <sub>J</sub> =125°C, V <sub>GE</sub> =15V, I <sub>C</sub> =150A	
Input capacitance	C <sub>ies</sub>	—	15000	—	V <sub>GE</sub> =0V	pF
Output capacitance	C <sub>oes</sub>	—	2000	—	V <sub>CE</sub> =10V	
Reverse transfer capacitance	C <sub>res</sub>	—	1000	—	f=1MHz	
Turn-on time	t <sub>on</sub>	—	—	1.20	V <sub>CC</sub> =600V	μs
	t <sub>r</sub>	—	—	0.60	I <sub>C</sub> =150A	
Turn-off time	t <sub>off</sub>	—	—	1.00	V <sub>GE</sub> =±15V	μs
	t <sub>f</sub>	—	—	0.30	R <sub>G</sub> =5.6Ω	
Diode forward on voltage	V <sub>F</sub>	—	2.4	3.3	I <sub>F</sub> =150A, V <sub>GE</sub> =0V	V
Reverse recovery time	t <sub>rr</sub>	—	—	0.35	I <sub>F</sub> =150A	μs

**● Thermal resistance characteristics**

Item	Symbol	Characteristics			Conditions	Unit
		Min.	Typ.	Max.		
Thermal resistance	R <sub>th (j-c)</sub>	—	—	0.11	IGBT	°C/W
	R <sub>th (j-c)</sub>	—	—	0.24	Diode	
	R <sub>th (c-f)*</sub>	—	0.025	—	the base to cooling fin	

\* This is the value which is defined mounting on the additional cooling fin with thermal compound.

## Caractéristiques de module IGBT 900 V et 150 A:



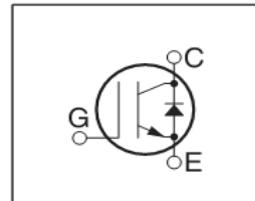
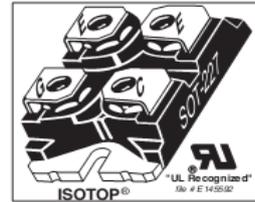
900V

APT40GP90JDQ2

POWER MOS 7<sup>®</sup> IGBT

The POWER MOS 7<sup>®</sup> IGBT is a new generation of high voltage power IGBTs. Using Punch Through Technology this IGBT is ideal for many high frequency, high voltage switching applications and has been optimized for high frequency switchmode power supplies.

- Low Conduction Loss
- Low Gate Charge
- Ultrafast Tail Current shutoff
- SSOA Rated



## MAXIMUM RATINGS

All Ratings:  $T_C = 25^\circ\text{C}$  unless otherwise specified.

Symbol	Parameter	APT40GP90JDQ2	UNIT
$V_{CES}$	Collector-Emitter Voltage	900	Volts
$V_{GE}$	Gate-Emitter Voltage	$\pm 30$	
$I_{C1}$	Continuous Collector Current <sup>(7)</sup> @ $T_C = 25^\circ\text{C}$	64	Amps
$I_{C2}$	Continuous Collector Current @ $T_C = 110^\circ\text{C}$	27	
$I_{CM}$	Pulsed Collector Current <sup>(1)</sup>	160	
SSOA	Switching Safe Operating Area @ $T_J = 150^\circ\text{C}$	160A @ 900V	
$P_D$	Total Power Dissipation	284	Watts
$T_J, T_{STG}$	Operating and Storage Junction Temperature Range	-55 to 150	$^\circ\text{C}$
$T_L$	Max. Lead Temp. for Soldering: 0.063" from Case for 10 Sec.	300	

## STATIC ELECTRICAL CHARACTERISTICS

Symbol	Characteristic / Test Conditions	MIN	TYP	MAX	Units
$V_{(BR)CES}$	Collector-Emitter Breakdown Voltage ( $V_{GE} = 0\text{V}, I_C = 350\mu\text{A}$ )	900			Volts
$V_{GE(TH)}$	Gate Threshold Voltage ( $V_{CE} = V_{GE}, I_C = 1\text{mA}, T_J = 25^\circ\text{C}$ )	3	4.5	6	
$V_{CE(ON)}$	Collector-Emitter On Voltage ( $V_{GE} = 15\text{V}, I_C = 40\text{A}, T_J = 25^\circ\text{C}$ )		3.2	3.9	
	Collector-Emitter On Voltage ( $V_{GE} = 15\text{V}, I_C = 40\text{A}, T_J = 125^\circ\text{C}$ )		2.7		
$I_{CES}$	Collector Cut-off Current ( $V_{CE} = 900\text{V}, V_{GE} = 0\text{V}, T_J = 25^\circ\text{C}$ ) <sup>(2)</sup>			350	$\mu\text{A}$
	Collector Cut-off Current ( $V_{CE} = 900\text{V}, V_{GE} = 0\text{V}, T_J = 125^\circ\text{C}$ ) <sup>(2)</sup>			1500	
$I_{GES}$	Gate-Emitter Leakage Current ( $V_{GE} = \pm 20\text{V}$ )			$\pm 100$	nA

**CAUTION:** These Devices are Sensitive to Electrostatic Discharge. Proper Handling Procedures Should Be Followed.

APT Website - <http://www.advancedpower.com>

## Condensateur MKP5 900 $\mu$ F 900 V pas Wima DCHPN06900E200KS0F



- Wima DCHPN06900E200KS0F
- ( $\varnothing$  x h) 85 mm x 210 mm
- Gamme de température: -40 - +85 °C .

### Caractéristiques techniques

Type de construction	câblage radial
Hauteur	210 mm
Matériau (LOV)	polypropylène
Filetage	M12
Contenu	1 pc(s)
Type	DCP6N06900E200KS00
Tolérance (+/-)	10 %
Capacité (électrique)	900 $\mu$ F
Température max.	85 °C
Tension nominale	900 V
Pas	32 mm
Température min.	-40 °C
Catégorie	condensateur à film MKP
( $\varnothing$ )	85 mm

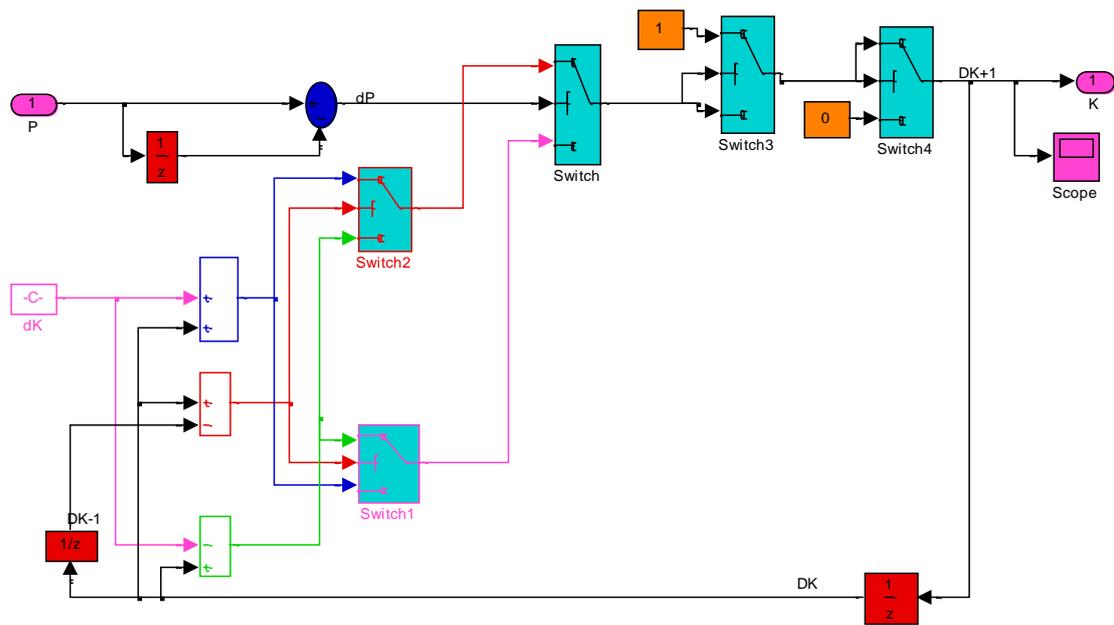


Figure C.1 : Modèle Simulink de l'algorithme P&O